BART ROMBOUGH

Chairman and CEO
PanCanadian Petroleum Limited

Chairman's Report

The pages of this annual report provide a detailed account of the Canadian Petroleum Association's achievements during 1989. Space limitations restrict the discussion to major issues among the plethora of items that the association deals with. These range from analyzing complex economic issues to answering simple questions from Grade One students. The report tells the story.

But at the threshold of a new decade, I want to reflect on the events of the '80s rather than review specific CPA activities in 1989. And taking cues from the last ten years, I will offer views on the challenges of the years ahead.

I cannot label the last decade, except to observe that it was a tumultuous period which changed the face of our industry. One has only to recall the major policy events. First came the 1980 National Energy Program, folowed by the 1981 Memorandum of Agreement between Ottawa and Alberta. The drain on cash flow and the administrative burden that came with these marketplace interventions taxed the tranquillity of the most sanguine oilmen.

But in the latter '80s the environment changed drastically. We saw the Atlantic and Western Accords, new energy policies for the frontiers and the Natural Gas Pricing and Marketing Agreement. Wrapping up the decade were the Canada-U.S. Free Trade Agreement and the Energy Options review. Taken together, these events created a new market-oriented policy environment for the petroleum industry.

Good policy is no substitute for sound economics, however. It was the marketplace that administered a nearly fatal drubbing when oil prices collapsed in 1986.

These changes brought about a major restructuring of the oil and gas industry, a process that will carry over into the 1990s. The challenges ahead will test the imagination and skills of everybody in and associated with our industry. We may not be Canada's main engine of growth in the next decade. Nevertheless, our industry will remain a major economic force, especially in the west.

Oil and natural gas will continue to be the mainstay among energy fuels well into the next century. There are no viable cost-effective substitutes on the horizon. Globally, the challenge will be to supply and use these fuels in an environmentally acceptable manner. For the Canadian industry, the additional challenge will be to deliver oil and gas profitably in a lower-price market.

Being a high-cost supply region introduces major technical and financial challenges. Capital will continue to be a scarce resource, and we must improve the industry's rate of return to make sure we can attract investors. The short-term focus will be on investments that promise immediate cash flow returns.

Another challenge is to continue to supply existing natural gas markets and to capture new markets that offer attractive economics. Doing so would confirm the benefits realizable under the Free Trade Agreement.

But we cannot ignore the longer term challenges. Only reserves replacement can stop us from becoming a sunset industry. Real energy prices need to rise in the 1990s. But whether or not we enjoy higher prices, we must use greater efficiencies and improved technology to bring our marginal resources to market.

In western Canada, we need to improve our recovery technology and develop new techniques to cope with rising costs as production volumes decline. We must continue to enhance technology to extend commercial production, especially from the oil sands and heavy oil deposits.

We must also keep the frontiers clearly in view. They hold immense promise for future production, and the 1990s are the decade when the frontiers may become important contributors to supply. The challenges to that reality are technically unique and economically daunting.

A growing challenge in all our activities is the paramount importance of environmental protection. We will have to exercise our stewardship wisely.

Our industry has always fulfilled its environmental obligations. In recent years, however, we have identified new environmental dimensions. We are also more aware of the environment as a global issue. Environmental standards in our industry have risen steadily for years and we have responded successfully.

But many newly emerging problems involve difficult issues, and have no simple solution. They offer uncertain benefits which require new approaches and a better understanding of the complex and often uncertain chain of events. I can only express my hope that the politics of the environment will mesh with its economic reality. Much is riding on the outcome.

My forecast is for a better 1990, and - barring entirely unforeseen events - for the decade ahead. Natural gas will be the driving force behind the industry's renewal, and oil and gas will continue to be an exciting industry.

DOUG BALDWIN

President and CEO
Esso Resources Canada Limited

Chairman Elect's Report

There are forces at play in the marketplace which are largely beyond our control. Of particular importance to the Canadian petroleum industry are the prices of crude oil and natural gas, the international value of the Canadian dollar and prevailing interest rates. While these three forces strongly influence our industry's profitability, I reject the notion that we are enslaved by these or any other economic wild cards.

I do not base my personal optimism about our industry in the 1990s on a dramatic change in any of these high-profile variables. Rather, I see tremendous opportunities for improved industry performance within our people, the technology we develop and apply, and our working relationships with the industry's many stakeholders.

Our people offer the greatest potential to improve our productivity. But as a reservoir's production declines over time, so does the productivity of people not challenged or, worse, demotivated by corporate bureaucracy. We must make sure our organizations stimulate - not stifle - inspired individual achievement.

We in leadership roles must make sure every employee receives the knowledge, opportunity and information to excel at his or her job. People are not an overhead cost, whose numbers rise and fall with the next quarter's outlook. They are our most precious resource. Of all our assets, people are the only ones with the potential to improve continuously.

Now is a critical time to nurture this resource by promoting the industry at schools, colleges and universities across Canada. In the 1970s we attracted many of the country's brightest with good pay and the promise of varied and exciting careers. The 1980s saw the blush fade from our rose. We must recapture the imagination of young Canadians to take full advantage of the opportunities glowing so promisingly for this decade.

The Canadian petroleum industry has much to offer, including the opportunity to develop some of the world's largest petroleum resources. And have no doubts: hydrocarbon resources will be an essential energy source well into any future I can imagine. The world will continue to need oil and gas to help grow tomorrow's crops, transport the world's billions and furnish warmth and light to mankind. That's the stuff of romance and leadership for a new generation.

The development and application of enhanced technology is a second opportunity to maintain profitability. Our industry's many technological breakthroughs have made new high-cost resources economically viable, or maintained that viability in the new price environment. Technical excellence is the key if we are to create an industry which can be profitable under almost any set of economic conditions.

Technology also helps us maintain global competitiveness, and attract and keep the best people. It is also central to the concept of sustainable development. Improved technology is essential if we are to produce our resources in harmony with the needs of future generations of Canadians.

A third area where we can improve the climate industry operates in is in our dealings with diverse stakeholders. The 1980s taught us to develop effective roles and relationships with governments and regulators, as well as with local communities and non-government organizations.

Our industry needs the public's support. Our challenge is to continuously improve the way we inform and involve communities and interest groups in our activities. We must work closely, intelligently and sensitively with communities, policy-makers and regulators. These efforts will ensure that our projects meet with fewer obstacles, and allow us to best discharge our corporate responsibilities in our communities.

We may wish for fate to deal us a better hand of prices, dollars and interest rates. But we've got to play the hand we've got, and I know ours can be a winner.

IAN SMYTH

President
Canadian Petroleum Association

President's Report

More than 1200 men and women make up the committees, sub-committees and task forces of the Canadian Petroleum Association. The number of issues which engages their attention exceeds two hundred.

By any criterion these numbers are impressive. So, too, is the breadth of subject matter to which they address their energies. It covers virtually the entire spectrum of the petroleum industry's activities: economic analysis, planning and operations, facility decommissioning and scores of others.

The substance of this annual report is eloquent testimony to the diversity of issues before the petroleum industry and the CPA every day. It also testifies to an impressive record of success in managing those issues. Not so obvious, perhaps, is that a common theme exists in our approach to every issue. That theme comes from the determination of our member companies to take a planned approach to the future. In this way we are creating a favourable operating environment and committing the resources necessary to make sure the future arrives without unpleasant surprises. In 1983 our annual report called it "inventing the future."

Looking back at the decade of the 1980s, this association showed an impressive determination to invent our future, and that determination shaped our activities. In 1979, for example, the CPA began work on a five year national advertising and information program. We designed that program to increase public understanding of energy policy issues while enhancing our visibility and credibility. In 1981, a parallel initiative — CPA's Alternate Oil and Gas Policy — began to design the new policy framework which we believed a new government should and would implement. By 1985, the negotiation of the Western Accord rewarded those efforts.

Many observers have described our success as the most striking example ever of a Canadian industry association's having high impact on policy formulation.

Other examples come to mind. Planning for the Acid Deposition Research Program, for instance, began in 1981 with the CPA as the major private sector sponsor. By 1987, the ADRP presented government with hard, objective science to replace the subjectivity and emotion surrounding public debate on sour gas production issues. And today governments have in hand the best air quality data base available to any jurisdiction in North America, if not the world. As emission standards and regulations come under scrutiny in the years ahead, the full value of our 1981 decision to invest in the future through ADRP will become increasingly clear.

Other examples abound of CPA's purposeful approach to the future. These include, for example, our leadership in natural gas deregulation policy or in the promotion of an industry-wide approach to electronic data interchange. None is more vivid, however, than our anticipation of the current national focus on environmental quality.

Five years ago, our annual report offered this opinion: "As concern about economic issues fades in the years ahead, it is likely to be replaced with greater public concern about environmental issues. If so, it will be a priority for the industry to be, and to be seen to be, the leading Canadian industry in conservation and environmental protection."

That view reflected this association's decision to enhance and expand its role and activity in the environmental policy and management field. Today, the wisdom of that investment in the future is clear. The CPA is clearly the environmental front-runner in Canadian business and its voice receives national recognition in the current policy debate.

There is much evidence in the current annual report to demonstrate that 1989 was a lacklustre year for most of the petroleum industry. But there is also much evidence to show that it was a year when planning which the CPA began decade ago paid dividends. Thus, however frustrating the task and however invisible the results in the early going, the business of inventing the future continues to demonstrate its worth.

Jack Nicklaus once said "The harder I practice, the luckier I get." What he meant, of course, was that he created much of his own luck through hard work and perseverance. So, too, in the 1980s did the CPA create a future which was much better than it might otherwise have been. With that experience behind us, there is plenty of reason for optimism as we enter the 1990s.

80 The National Energy Board approves a 240 kilometre extension of the main gas pipeline facilities beyond Montreal to Quebec City. The initial section of Trans Quebec and Maritimes Pipeline Inc. receives the first Alberta gas in February 1982. Service to Quebec City begins in the fall of 1983. The planned extension to the Maritimes has not materialized. ■ Foothills Pipe Lines receives the go-ahead for construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, and in August construction starts on western leg. The original Canada/U.S. agreement calls for a January 1, 1983 completion date of the total project. Extension northward to Alaska remains in the planning stages, however ■ The Venice Summit issues a statement on energy policy strategy aimed at breaking the existing link between economic growth and the consumption of oil. To accomplish this, the economic summit agreed that "maximum reliance should be placed on the price mechanism, and domestic prices for oil should take into account representative world prices." ■ The government-controlled crude oil price is increased by $2 per barrel to $16.75, compared to a prevailing OPEC reference price of $30 per barrel. ■ On September 1, the price of natural gas increases 30 cents per million BTU's. This brings the delivered price to Toronto to $2.60. Earlier in the year, the federal government raised the export price by 30 per cent to U.S.$4.47 per thousand cubic feet. ■ The federal government introduces the National Energy Program. The main tenets are a continued policy of controlled oil prices below world prices to shelter Canadian consumers; stepped up "Canadianization" of the industry; and self-sufficiency in oil by 1990. The NEP also introduces additional taxes on the industry.

81 Alberta imposes cutbacks on oil production in response to the National Energy Program. The federal government introduces a special charge to compensate refiners for additional imports required due to the cutbacks. ■ A new policy for setting and controlling natural gas prices introduces a Toronto city-gate price as a reference for domestic prices. It also provides for a uniform imputed Alberta border price for all gas produced in Alberta and consumed in other provinces. ■ The federal government implements a special Canadian Ownership Charge on sales of petroleum products and natural gas to cover Petro-Canada's takeover of Petrofina. ■ Esso suspends its proposed $12 billion Cold Lake integrated oil sands project. ■ The Prime Minister offers to reopen negotiations on the offshore dispute with Nova Scotia and Newfoundland. ■ The federal government and the producing provinces sign an Energy Pricing and Taxation Agreement. It provides for periodic price increases to move the Canadian oil price to 75 per cent of the international price by 1986, together with a dual price system (old, new). The agreement moves the pricing point for natural gas back to the Alberta border and cancels the proposed federal export tax on natural gas.

82 The semi-submersible Ocean Ranger rig capsizes and all 84 hands on board are lost. ■ Alsands Energy Ltd. decides to wind up the proposed $12 billion oil sands mining project. ■ Alberta introduces Oil and Gas Activity Program as a follow-up to the 1981 Energy Agreement. ■ The government of Newfoundland establishes the use of fixed concrete platforms as the development policy for the offshore. ■ The Alberta government introduces changes to its enhanced oil recovery incentives to encourage greater activity in this area. ■ The federal government establishes the Royal Commission on the Economic Union and Development Prospects for Canada.

83 The NEB authorizes new natural gas exports of 11.5 trillion cubic feet, doubling total authorized export volumes, and "earmarks" 850 billion cubic feet for the proposed Western LNG project (exports to Japan). ■ Saskatchewan announces new gas policy to stimulate exploration and development of the province's gas resources. ■ Activity in the oil sands gains momentum. Syncrude begins a multi-year $1.2 billion debottlenecking program; BP and Petro-Canada announce development of a $200 million in situ project at Wolf Lake; Esso starts a $300 million phased development of its Cold Lake oil sands property. ■ Federal legislation establishes the Environmental Studies Revolving Fund. Financed entirely by industry, it will finance environmental and social studies directly related to oil and gas activities on Canada Lands.

84 After four years of development and preparation, construction on the 866 kilometre Norman Wells oil pipeline begins. The first oil flows south in April 1985. ■ The Supreme Court of Canada finds in favour of the Government of Canada in matters of offshore jurisdiction. ■ The 1982 Canada/Nova Scotia Offshore Oil and Gas Agreement (joint management) goes into effect. The federal government and Nova Scotia sign an improved Nova Scotia Accord in 1986. ■ The Canadian Petroleum Association releases "A proposal for a New Oil and Gas Policy for Canada." ■ The federal and Newfoundland governments agree on joint management of offshore resources under the ocean waters off Newfoundland; in early 1985, the governments formalize the agreement as The Atlantic Accord. ■ Amauligak J-44 in the Beaufort Sea indicates a major discovery, later confirmed by delineation drilling.

85 The Western Accord, an energy pricing and taxation agreement between the governments of Canada and the producing provinces, signals a return to free markets for the oil and gas industry and an end to the 1980 National Energy Program. ■ The federal government announces a new framework for investment in Canada's frontier regions, replacing the 1982 Canada Oil and Gas Act. It provides for a market-oriented resource management structure together with a new fiscal regime for the frontiers. ■ Panarctic makes historic first oil shipment from Canada's Arctic, delivering 16 000 cubic metres from Bent Horn oilfield to Montreal. ■ A federal/provincial agreement on natural gas markets and prices opens the way for a fully market sensitive pricing regime and freer access to domestic and export markets.

86 The world oil price collapses. The federal government and the producing provinces react with adjustments to fiscal and royalty regimes to help industry cope with the dramatic change in exploratory and production economics. ■ The Canada/Newfoundland Offshore Petroleum Board goes into operation. ■ The NEB announces a new formula (Reserves to Production ratio Procedure) for determining the surplus of natural gas available for export. This allows gas producers freer access to export markets. ■ The federal government terminates the Petroleum and Gas Revenue Tax. ■ The restrictive Trade Practices Commission dismisses charges that "the Canadian petroleum companies overcharged consumers by $12 billion." This ends a 13-year inquiry.

87 Alberta replaces 36-year-old Crude Oil Market Prorationing System to permit market forces to determine ultimate level of production. ■ The federal government announces the Canadian Exploration and Development Incentive Program to boost employment, investment and activity in the oil and gas industry. ■ The NEB adopts a new market-based procedure for the surplus determination of natural gas available for export. ■ Federal government releases White Paper on Tax Reform. ■ Test production from Panuke F-99 is first shipment of crude oil from Canada's east coast offshore.

88 Canada/U.S. Free Trade Agreement comes into effect. ■ The federal government announces the Canadian Exploration Incentive Program to encourage flow-through share financing. Hibernia consortium reaches agreement-in-principle with the governments of Canada and Newfoundland to proceed with development of the Hibernia oilfield. ■ Canada, Alberta and Saskatchewan sign a joint-venture agreement with Husky to construct a 46 000 barrel per day heavy oil upgrader. ■ Amoco Canada completes $5.5 billion takeover of Dome Petroleum, the largest corporate takeover in Canadian history. ■ Agreement-in-principle for a Northern Energy Accord is reached, as are terms for settlement of Dene and Metis land claims in the western Northwest Territories. ■ Construction of a natural gas pipeline from the B.C. mainland to Vancouver Island is agreed on.

A review of events in 1989 accompanies the reports of General Committee chairmen on pages twelve through twenty-three.

The petroleum industry had a disappointing year in 1989, but it is optimistic about the prospects for the new decade. Drilling activity and investment spending by the upstream sector in Canada will turn around in 1990. And gas pipeline construction can look forward to several boom years.

Last year higher oil prices offset a 3 per cent drop in oil production. Lower gas prices diminished the 6 per cent gain in gas production. Exploration and development spending declined by some 24 per cent. The Petroleum Monitoring Agency reported that the upstream sector's first half rate of return on average capital employed was a dismal 3.7 per cent.

Investment and Rationalization

The combinations of acquisitions, mergers, the sale of non-core assets and minority interests and bankruptcies further changed the face of the upstream sector. At one point, assets valued at more than $5 billion were on the block. Streamlining will continue in 1990, especially for junior and mid-sized companies. One reason is that a recent change in the Alberta royalty tax credit program has removed bothersome obstacles to overdue rationalization.

The oil industry financing markets showed surprising strength throughout the year. Total financings exceeded the 1988 level by a wide margin. The $4 billion raised is some $3 billion higher than in 1988.

Industry's revenues from upstream operations improved slightly in the face of mixed price trends in 1989. The industry realised higher prices for crude oil, but produced lesser volumes. By contrast, it sold larger volumes of natural gas into export and domestic markets, but at lower average prices. Combined, the net result was higher revenues.

The strong Canadian dollar played a major role. Canadian crude oil prices track West Texas Intermediate crude prices, but are posted in Canadian dollars.

Graph I (page 9) illustrates oil prices in U.S. and Canadian dollars for the four years beginning in 1986.

Using 1986 as the point of reference, the graph illustrates the revenue implications on industry as the Canadian dollar strengthened. The 1989 nominal price was only 11 per cent above the 1986 average price, the year of the price collapse. With oilfield inflation factored in, the real price was below the average price during the 1986 crisis.

The strengthening in the Canadian dollar since 1986 cost the industry some $2.5 billion in foregone oil revenue in 1989. This was a major reason for the sharp downturn in drilling activity and investment spending. Another major factor for last year's downturn was that industry corrected for 1988, when capital and exploration spending exceeded cash flow.

In 1989, the industry drilled a total of 5700 wells. That total represents a reduction of 36 per cent from the 8886 wells drilled in 1988. Emphasis on gas drilling reversed a trend that prevailed through most of the last decade, when oil drilling was dominant.

The long expected shake-out in the drilling sector gained considerable momentum in 1989. Companies consolidated, merged or went into bank-ruptcy. Most of the larger contractors took part in the 1989 transactions; the smaller ones will probably follow. As these changes occur, the sector's ownership structure is changing significantly. At one time, 90 per cent of the Canadian drilling contracting firms were owner-operated. Public or bank ownership is emerging as the new trend.

The 24 per cent reduction in exploration and capital spending in 1989 came as no surprise. The industry stuck to its original budgets despite better oil prices than those projected in 1989 business plans. This reflected the industry's change in business focus, which now emphasizes investments that promise immediate cash-flow returns.

Upstream sector spending in 1990 will probably rise 10 to 15 per cent (depending on petroleum prices) to $6.3 billion or higher. Expectations of growing gas demand in both Canada and export markets will spur investments in natural gas exploration and development.

Natural Gas and Pipelines

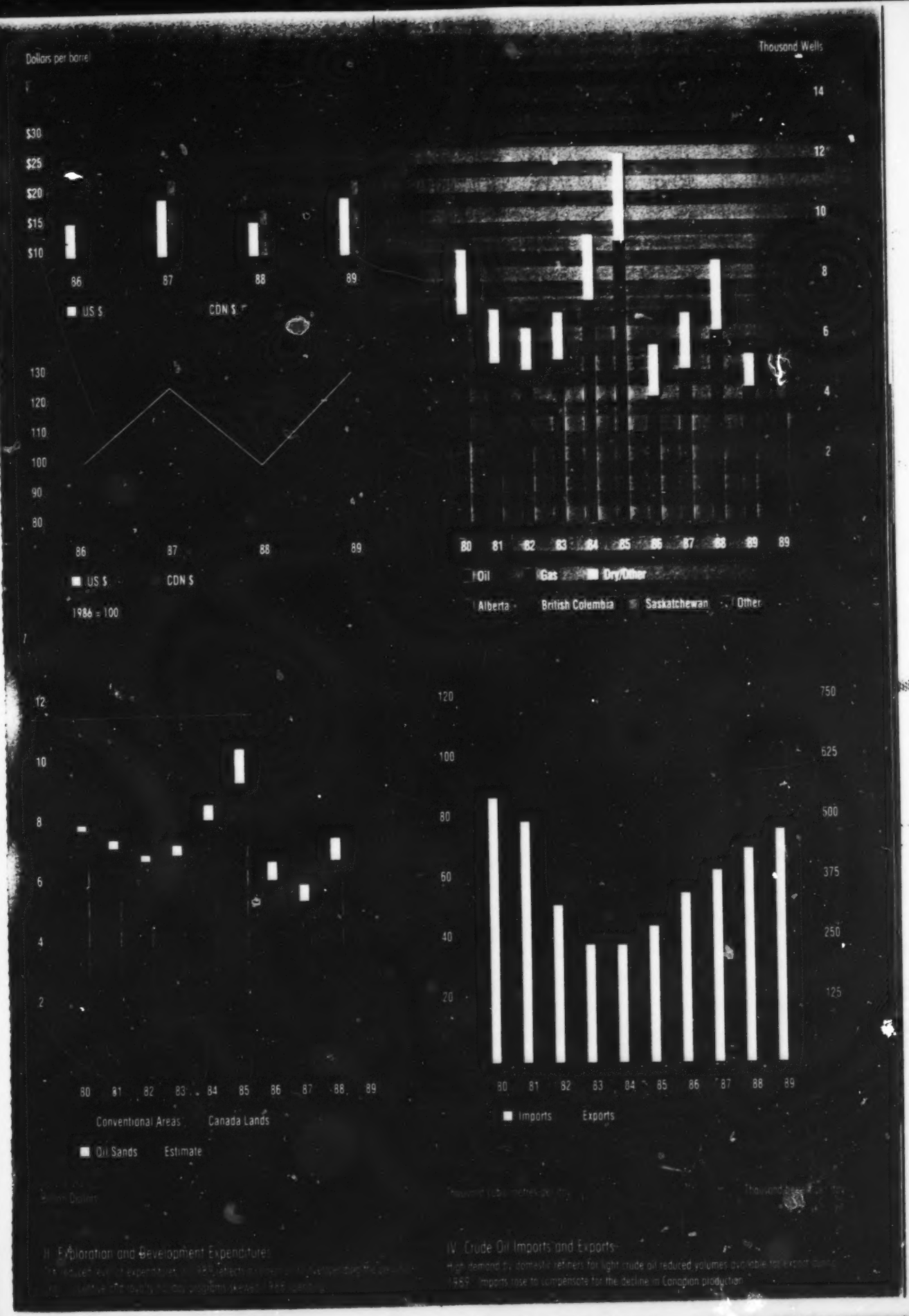
This reflects the optimism in the Canadian industry for the future of natural gas in the 1990s. However, to cash in on the perceived opportunities will first require multi-billion dollar investments in natural gas pipeline expansion. There is essentially no spare pipeline capacity.

TransCanada has completed a $600 million expansion of its system. This expansion is already spoken for, and will accommodate incremental domestic and export volumes. Another $600 million expansion program is also under way.

To accommodate a further 830 million cubic feet per day of new firm service, TransCanada plans a $2.6 billion expansion program for 1991/92. It would involve laying 1592 kilometres of pipeline, installating 21 compressor units and building two compressor stations.

The NOVA system intends to spend some $3 billion in the next five or six years to increase capacity. NOVA serves as the gathering system inside Alberta for ex-Alberta sales and also transports small amounts of B.C.-produced gas. The system was operating at full capacity in the 1988/89 winter and was equally busy at the beginning of 1990. For the 1989/90 contract year, all available firm capacity is under contract. So is the capacity which construction of additional facilities (worth $500 million) will provide in 1990/91.

On the oil pipeline side, Interprovincial decided not to expand and debottleneck its system. Revised oil production forecasts reflected lower oil well drilling and the actual decline in conventional oil output. These factors suggested that an expansion was unnecessary.


Dollars per barrel
$30
$25
$20
$15
$10
86
87
88
89
US $
CDN $
130
120
110
100
90
80
1986 = 100
Thousand Wells
14
12
10
8
6
4
2
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
Oil
Gas
Dry/Other
Alberta
British Columbia
Saskatchewan
Other
12
10
8
6
4
2
Conventional Areas
Canada Lands
Oil Sands
Estimate
120
100
80
60
40
20
750
625
500
375
250
125
Imports
Exports

Exploration

Because of the 1989 drilling slump, the popular press claimed that the big players in the industry were losing interest in the Western Canadian Sedimentary Basin. Reports told of companies shifting their exploration budgets to foreign theatres. If industry's interest in government land sales is any indicator, nothing can be further from the truth. The industry's acreage acquisitions last year were the third largest of the 1980s. Companies bought nearly 3.6 million hectares (nine million acres) of petroleum rights for total bonuses of $486 million.

The industry also acquired drilling rights offshore Nova Scotia and Newfoundland. Companies bid work commitments totalling $19.6 million for three blocks at an offshore sale of Scotian Shelf rights. In addition, five blocks in the Avalon Basin on the Grand Banks offshore Newfoundland went for $49.7 million worth of commitments. It suggests that industry is not ignoring the geological potential of these regions while balancing it with the economic constraints at play.

Among the successful bidders was a newcomer, LASMO, which won the rights adjacent to the Cohasset oil discovery. The company has since filed an application with the Offshore Petroleum Board to develop the Cohasset and Panuke oil fields offshore Nova Scotia for $200 million. While the application does not project an on-stream date, it indicates that industry is not ignoring business opportunities in times of questionable economics.

There are positive signs that the multi-billion dollar Hibernia project will proceed, though with some delay. The consortium (Mobil, Chevron, Gulf and Petro-Canada) has formed a new company to carry out the development and operation of the offshore Newfoundland oilfield. The governments and the companies have set a mid-1990 deadline for the legally binding agreement.

Oil Sands

Oil sands development lost some of its lustre after the 1988 oil price experience. Yet proponents have not lost faith in this huge resource, however. Although a final decision on the $4.2 billion integrated OSLO mining project is not due until 1991, the project is on track. Negotiations to complete a final binding agreement between the sponsoring six-company consortium and the governments are progressing. A coring program on the project lease has identified a large, high quality bitumen ore body. The surface-minable bitumen in place is in the order of 475 million cubic metres (three billion barrels).

Site grading for the $1.3 billion biprovincial heavy oil upgrader began in 1989, and engineering is proceeding apace. The 7250 cubic metre (46 000 barrel) per day upgrader, scheduled for completion in 1992, is a joint venture between Husky Oil as operator and three governments.

At Esso's Cold Lake in-situ bitumen project, an important research and development test is under way. The company is testing a new low-emission coal-burning technology to generate steam for heavy oil production is about to begin. The system will test a new technology burner's ability to control SO_2 and NO_x emissions when firing sub-bituminous Alberta coal. If successful, it would provide an alternative to natural gas for steam generation.

Policy

On the fiscal end, legislators have not been kind to the industry. Because of their disruptive and distortional effects, the intermittent incentive programs have fallen out of favour with industry. Nevertheless, they did provide fiscal relief and improved industry economics. Termination of these programs without changes to the royalty system or other offsets have increased the fiscal burden on the upstream sector considerably.

Alberta's crude oil royalty holiday program expired in 1989. The provincial government changed the royalty tax credit program by introducing a price-sensitive structure. Under the modified system there is an annual maximum of $2.5 million per company or associated corporations. In the past, both the percentage rate and the cap have varied. The rate has been as low as 25 per cent and as high as 95 per cent. Similarly, the cap has been as low as $1 million and as high as $4 million. Under the new system, the percentage will vary considerably. A rate of 85 per cent will kick in at prices below US$15 per barrel. That rate will shrink to 25 per cent at US$30 per barrel. At US$20 per barrel, the rate is 73 per cent. This new program is to be in place for five years.

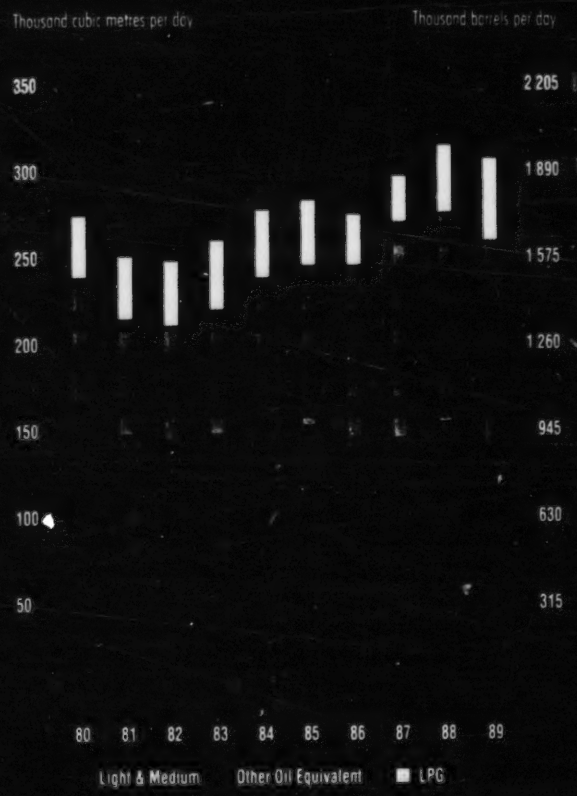
The Saskatchewan government extended its two-year royalty/tax holiday for special development wells and water floods until June 30, 1990. This has not stimulated much activity, however.

On the federal side, industry is preparing for the introduction of the 7 per cent Goods and Services Tax starting January 1, 1991. This is a value added tax with input credits; it will replace the current Manufacturers Sales Tax. While the industry should be able to pass the tax on (exports will be exempt), the new tax will bring additional administrative burden with it.

To offset the reduction in the originally proposed rate of 9 per cent, the government decided among other tax measures to increase the Large Corporation Tax Rate from 0.175 per cent to 0.2 per cent. It will further raise the already disproportionate burden on the petroleum industry.

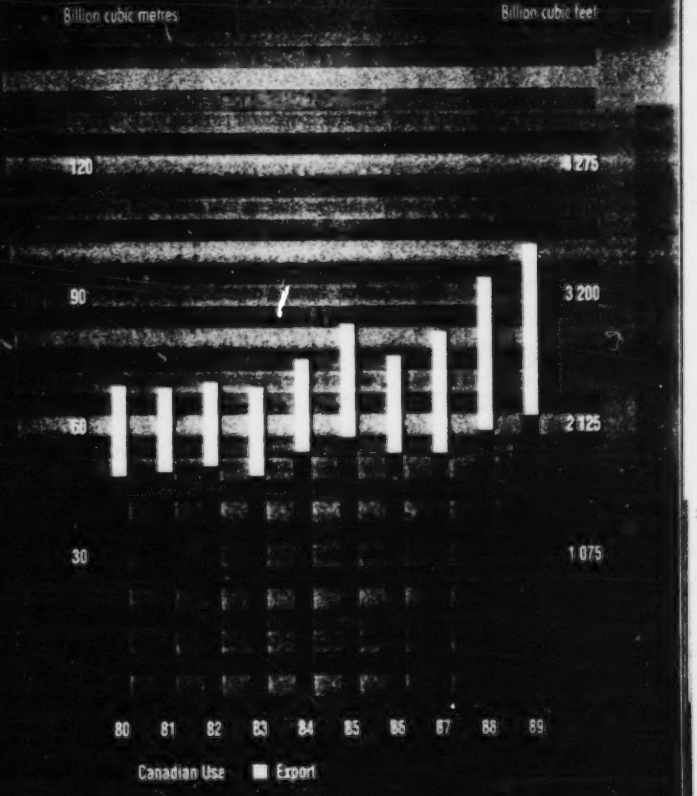
V. Liquid Hydrocarbon Production

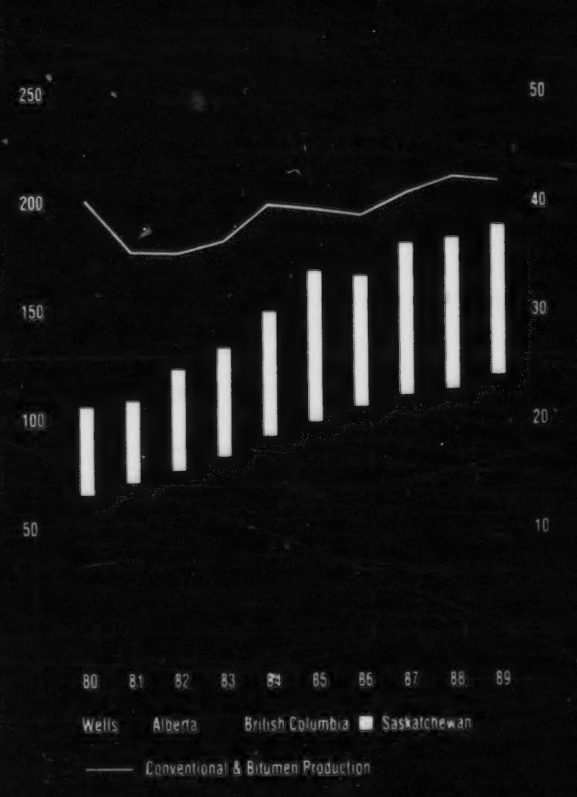
Production of light and medium gravity crudes was at its lowest level in the decade. This reflects the low oil drilling level and continuing natural reservoir decline. On the revenue side, improved oil prices offset the drop in production.

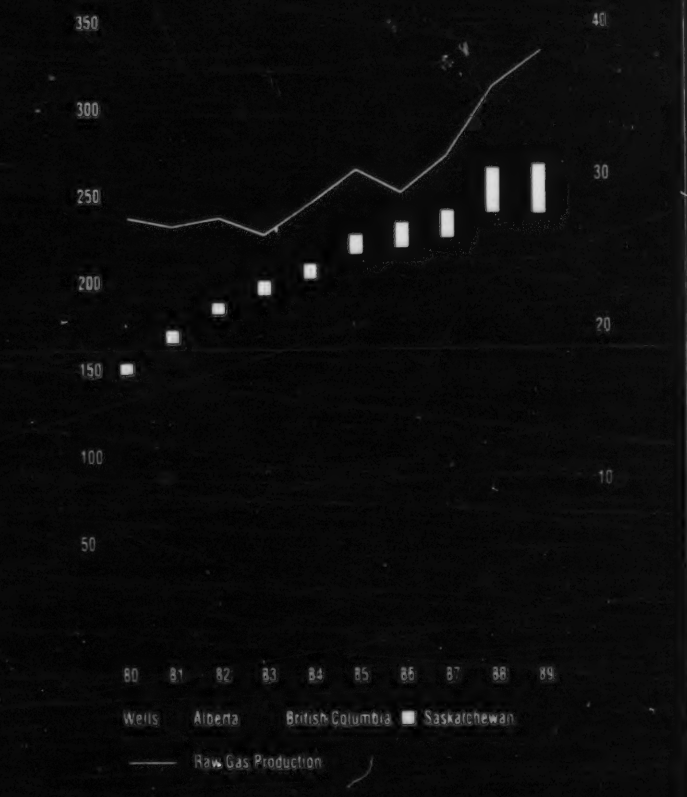


VII. Gas Production

Gas production set a second consecutive record, boosted by higher domestic and export sales. The higher volumes, however, did not offset the revenue loss from lower prices.







NATURAL GAS POLICY COMMITTEE

Despite considerable progress, deregulation of natural gas markets and prices has turned into a bigger challenge than many expected. As a result, 1989 was another busy year for the Natural Gas Policy Committee. However, committee vigilance is critical to make sure inappropriate actions do not diminish the positive outlook for the gas industry.

The need for additional pipeline capacity continued both on the NOVA and TransCanada systems. TransCanada has received approval for a $666 million expansion. Most of these facilities will serve gas markets in the U.S. Northeast, beginning in late 1990.

The committee continued its intervenor role at regulatory hearings. This is a cost-effective way for industry representation at these proceedings. At one of the NEB hearings, the CPA argued the need for an economic test to assess the justification of new pipeline facilities. Indiscriminate expansion of the pipeline system is not in the interest of producers, and clearly defined criteria should determine which markets to serve. The NEB shares the association's concerns and agreed there is a need for a test for the economic feasibility of expansions. However, it rejected the CPA-proposed 1.2 test. The matter is again under review as part of TransCanada's $2.6 billion expansion application.

At the same proceedings, the association successfully argued that the cost of providing loss-of-unit protection should not exceed its potential value. The NEB agreed, denying TransCanada's request. No firm service curtailments from compressor outage had occurred during the previous 14 years.

The committee continued its consultation with NOVA on that company's pipeline expansion plans. The process involved such other NOVA issues as the tolling of B.C. gas and economic criteria for new lateral and meter station construction.

Two TransCanada and two Westcoast toll and tariff hearings before the National Energy Board involved the committee. Phase II of the 1988 and 1989 TransCanada tolls case considered cost-of-service matters, capacity brokering and Great Lakes' over-recovery of fixed costs. CPA argued that TransCanada should not recover in its tolls the full amount of Great Lakes' fixed cost over-recovery. In dealing with cost-of-service matters, the association filed evidence recommending the appropriate rate of return on common equity and the appropriate deemed common equity ratio.

Two Westcoast hearings considered 1990 tolls and tariffs. Phase I dealt with tolling and allocation issues. These included Westcoast's capacity allocation policy, queuing procedures, renewal rights, self-displacement, allocation of interruptible capacity, and a proposed promotional toll for the Vancouver Island pipeline. Phase II dealt with cost-of-service issues. A newly formed industry/Westcoast task force with CPA representation successfully resolved some issues outside the hearings process. This saved significant hearing time.

The committee participated in the review of the Western Gas Marketing/Local Distribution Companies contracts by the Ontario Energy Board and Manitoba PUB. The major issue in these proceedings was the reasonableness of the price of gas paid by Ontario and Manitoba residential and commercial consumers. The regulators accepted the contracts.

During the year, the NEB reviewed gas supply requirements for TCPL's 1991 and 1992 facilities expansion. The CPA took the position that TransCanada should not construct facilities unless ten years' supply, transportation, and purchase contracts are all in place. Such a policy would ensure that new facilities receive long term use.

Involvement in U.S. gas matters grew during 1989, with particular emphasis on Northwest Pipeline, Northern Natural and Great Lakes. The association filed a request with FERC for issuance of a Declaratory Order requiring Great Lakes to file new rates effective July 1, 1989. The reason for the request was that Great Lakes earned a rate of return of almost 40 per cent during 1988, but had no plans to file new rates until July 1990. FERC accepted the CPA arguments and directed Great Lakes to file new rates effective July 1, 1989. This resulted in a rate reduction of U.S.$17.4 million or 12 per cent. It also led to lower transportation tolls for TransCanada. The CPA intends to intervene in Great Lakes proceedings during 1990.

The two main issues in the Northwest Pipeline rates case were postage stamp rates and the removal of gathering costs from transmission rates. The CPA and IPAC advocated mileage-based rates. The settlement process in Phase I effectively removed a large portion of the gathering costs from the transmission rates. The regulators will consider the postage stamp rate issue during Phase II. In the Northern Natural rates case, CPA's principal concern also was postage-stamp rates. The association will argue for mileage-related rates.

These are only the major activities that kept the Natural Gas Policy Committee busy in both domestic and U.S. natural gas proceedings. Innumerable smaller items also filled the committee agenda. And the year 1990 will be at least as busy.

IRV KOOP
Senior Vice President
BP Canada Inc.

Markets for western Canadian natural gas are rapidly expanding as the industry enters the 1990s. The key to the new growth is deregulation arising from the Western Accord and other policy developments during the period 1984 to 1987.

Deregulation has resulted in the elimination of government administered pricing, allowing market forces to set natural gas prices. It also led to the removal of the NEB's surplus test requirements. This freed up shut-in gas for new sales. These developments occurred as the North American gas market experienced significant growth.

While expanded markets are a positive development, they will not come without costs. Producers will have to pay for the expansion of pipelines necessary to serve the growing market.

The milestone contract in the new deregulated environment was Shell Canada's Granite State export sale. Shell applied in early 1986 to export gas to a Maine gas distributor by converting one line of the Portland-Montreal oil pipeline system to gas service. Exports began in 1988.

This project was precursor to a host of other gas export sales to the U.S. Northeast. The impetus came from the Alberta Northeast Project, which involved a consortium of New England gas distributors. ANE received its export licence in 1987, but deliveries of the bulk of its gas will not start until late 1991. This is primarily because of regulatory delays in getting the $644 million Iroquois Pipeline project approved and constructed. Between 1987 and 1989, companies filed more than 30 additional export applications to serve U.S. Northeast markets with the National Energy Board.

Most of the new sales were to cogeneration plants, an entirely new type of market for Canadian gas. (Cogeneration plants produce steam or heat for an adjacent factory while producing electricity for sale to the local utility.)

Elsewhere on the TransCanada system, exporters have made new sales in the Midwest (mainly in Michigan). In eastern Canada, favourable gas prices and a buoyant economy contributed to significant growth in the domestic gas market.

To accommodate all the requests for transportation services generated by the new sales, TransCanada has undertaken an expansion program that will double the company's system capacity by 1992. Integral to the TransCanada system, the Great Lakes Gas Transmission and Union Gas pipelines will also require capacity expansion. TCPL's costs for expansion will total $4 billion in the five-year period ending in 1992. The Great Lakes and Union expansions will cost an additional $733 million.

Further expansion of the TransCanada/ Great Lakes systems is likely, since TCPL has many additional requests for service which its proposed 1991 92 expansion will not satisfy.

Pipeline expansion is also necessary downstream of the TCPL system, on U.S. carriers. To move the increased exports, American pipelines are planning more than $1 billion in construction. The total includes $644 million for the Iroquois pipeline, $154 million by Algonquin and $276 million by Tennessee.

Altogether, nearly $6 billion in gas pipeline expansion has occurred or will occur east of Alberta in the 1988-1992 period.

In the west, various interests have proposed to expand sales into the U.S. west coast region; two have emerged as front runners. Pacific Gas Transmission proposes a $1.1 billion loop to its system to carry an additional 25 million cubic metres per day to southern California and to the Pacific Northwest. The Altamont project - sponsored by Amoco, Petro-Canada, Shell, Tenneco Gas and Montana Power - envisages a new $713 million pipeline south from Alberta to deliver 20 million cubic metres per day into a new U.S. pipeline running from Wyoming to southern California. Although both Altamont and Pacific Gas claim they have gas suppliers committed, the NEB has not yet received export applications. The expected in-service date for both pipelines is November 1993.

The Foothills - Northern Border pipeline has proposed increasing deliveries into the U.S. midwest by increasing existing system capacity and by constructing a $650 million, 600-kilometre extension to the Chicago area. This project would be able to move up to 28 million cubic metres per day of additional exports by 1992. As with the California projects, the NEB has received no gas export applications for this market.

To meet all of the proposed increases in deliveries out of Alberta, NOVA is pursuing a six-year expansion program for its pipeline system. By 1993, NOVA intends to add about $2.5 billion in new facilities to increase annual capacity to about 90 billion cubic metres. The company would need to continue expanding after 1993 if market growth continues beyond that year.

If all of the indicated projects proceed, marketable Canadian gas production could increase from 96 billion cubic metres in 1989 to about 132 billion cubic metres by 1993. About 70 billion cubic metres of the 1993 total would be exports. The pipeline sector could add more than $10 billion in pipeline expansions by 1993 to move the additional volumes. Nearly three-fourths of the total would involve Canadian pipelines; the balance would involve U.S. carriers.

The current level of remaining marketable natural gas reserves in conventional areas is about 2 trillion cubic metres. Annual production by 1992 could exceed 1.12 billion cubic metres. The natural gas industry must therefore mount an energetic exploration and development effort in the 1990s to sustain natural gas reserves and deliverability. The 1990s should be a stimulating decade for Canada's gas industry.

The committees under the portfolio of the General Committee on Economics and Statistics had another busy and productive year. The committees covered many day-to-day issues, and put special focus on electronic data interchange, royalty initiatives and the Goods and Services Tax.

The Customs and Sales Tax Committee spearheaded CPA's GST activities. During the year, the final format of the GST became known. CPA's input over the past two years showed in balanced treatment for the oil and gas industry. Especially important was the resolution of one major concern: royalties will not be subject to the tax. GST administration of joint-venture activities will provide the option for the participants to decide whether the administration will be at the operator or each participant level.

The Income Tax Committee dealt with many technical tax matters in its prebudget submissions. It also made submissions to the Department of Finance on reclamation expenditures, available-for-use matters and the Large Corporation Tax. The 1990 prebudget submission specifically addressed the increasing complexity of the tax system plus technical and long outstanding tax matters.

The main focus of the Economics Committee, royalty issues, resulted in a Board of Governors decision to pursue a major, industry-wide, royalty review. The committee will pursue this project in 1990. Joint interventions of the CPA and the Industrial Power Consumers Association on electric power issues resulted in significant cost savings to the industry. The committee also worked with task forces deliberating on pipeline expansion criteria, the gas plant proliferation issue, the NEB benefit/cost analysis and B.C. oil royalty negotiations.

Under guidance of the Economics Committee, CPA continued development of its Industry Cash Flow Models, completing the Canadian and Alberta portions. These now can produce short-term and ten-year projections. The association will share its methodology, data and results with EMR and the producing provinces; this will enhance the joint understanding of industry economics and business strategy.

The Realty and Mineral Tax Committee (formerly the Ad Valorem Tax Committee) covered assessment changes in B.C., Alberta and Saskatchewan. The increasing complexity and tax rates in all jurisdictions will be a major challenge for this committee.

The Reserves Committee updated the estimates of Canada's reserves of oil, gas and associated by-products as at year-end 1988. The committee continued the practice of meeting with government agencies and departments to compare estimates.

The Statistics Committee continued the practice of meeting with Statistics Canada and the Petroleum Monitoring Agency to verify the annual survey of upstream industry expenditures. During the year the committee took on responsibility for preparing the Alberta Cost Escalation Study previously under the direction of the Economics Committee.

The 1989 focus of the Accounting Committee was on the simplification of production accounting procedures and reporting to the various government agencies. It involved the determination of the Corporate Average Price (gas accounting), amendments to production, injection and disposition reports in Saskatchewan and B.C., and reporting procedures for production from Indian lands.

The Board of Governors approved the creation of a standing committee on electronic data interchange. The committee's mandate is to provide a petroleum industry focus for the coordination of EDI activities as the industry moves into direct computer-to-computer electronic transmission of business documents.

The EDI Committee began its work in March. The Education/Promotion Subcommittee provided information on EDI petroleum industry initiatives and established a central library of resource material. Formed late in the year, a standards subcommittee has begun to address critical standards and coding issues. The committee set up lines of communication with other participants in the Canadian petroleum industry and with the American Petroleum Institute's EDI organization. In January 1990, the executives of API and CPA EDI committees held a two-day meeting in Calgary. At these sessions, Canadian and U.S. petroleum accounting societies began coordinating EDI activities.

Continuing projects involve joint-interest billing, production allocation and revenue data exchange. An EDI crude oil movement system is operational and a purchasing user group is in place. Interest in EDI is growing rapidly as its potential for cost efficiencies gains wider recognition.

DOUG STONEMAN
Senior Vice President
Shell Canada Limited.

In 1989, the problem of shut-in oil production because of inadequate pipeline space evaporated. A decline in light and medium production ended apportionment on the Interprovincial Pipeline.

To assess the need for proposed expansions to the IPL and Trans-Mountain pipeline systems, the Crude Oil Committee updated its crude oil producibility forecast. The new projections revealed that oil production will be less than earlier expected. As a result, the committee recommended against the expansions. The Board of Governors endorsed this position.

The committee responded to the NEB request for input on the continued appropriateness of toll adjustment procedures for NEB regulated liquids pipelines. It also considered other toll issues. The committee continues to represent the association on an ERCB/industry task force dealing with ways to streamline the modified prorationing system. A "common seller" proposal is under consideration.

The committee is participating in the development of an electronic data interchange system for crude oil shipments. When completed, the system will significantly reduce the paperwork and enhance information flow in crude oil transportation and delivery.

The Enhanced Recovery Committee continued its deliberations with the Alberta Department of Energy on modifications to Section 4.2 of the provincial royalty regulations. The association and the Department differ considerably on the results from application of section 4.2 provisions, from both technical and economic points of view. The view of the committee is that the program has been effective and has added appreciably to producible oil reserves. Because of the 1986 price collapse, the economic benefits for industry and government have been less than expected.

The Oil Sands and Heavy Oil Committee concentrated on regulatory and environmental issues. Together with the Mineral Rights Committee, the committee continued to evaluate the proposed changes to the oil sands lease tenure regime. Guidelines for oily sand disposal and vent gas clean-up were the committee's focus on the environmental side. A task force also reviewed water use and other environmental aspects in relation to the proposed North Saskatchewan River pipeline. The task force recommended delaying the pipeline on environmental grounds.

The Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety makes 42 recommendations on ways to improve workplace safety.

Investment Canada approves the acquisition by Imperial Oil Limited of Texaco Canada Inc., subject to review under the Competition Act.

DON STACY

Chairman and President

Amoco Canada Petroleum Company Limited

In 1989, concern for the environment was unprecedented in government and industry and with the public. Within the CPA, this led to several new initiatives and to a major reorganization of the association's environmental committees.

Early in the year, the association reorganized into six sub-committees under an Environment Committee umbrella. This reorganization improved communication between the committees and provides an effective focus for addressing the major environmental issues facing the petroleum industry. The new committee became heavily involved in the Task Force on Oil Spill Preparedness. It has also dealt with global warming, NOx/VOC control, waste management, compensation for sour gas releases and improved consultation with the public.

The Task Force on Oil Spill Preparedness rated the upstream industry's ability to respond to spills. It also identified the industry's preparedness strengths and weaknesses. The result was 33 recommendations to improve industry's readiness to deal with spills.

The global concern for greenhouse gases spurred the Canadian government to move quickly on this issue. The committee developed an industry position on global warming and submitted a position paper to the House of Commons Standing Committee on the Environment. The task group is now working towards a more complete policy position and accompanying program.

Improved management of wastes produced by industry operations was also a priority. This activity involved the identification and characterization of 83 wastes types. Discussions with government on acceptable disposal techniques followed. The process will result in 1990 in the redrafting of the CPA *Waste Disposal Guidelines*.

A serious concern for Pembina/Drayton Valley Area residents is industry compensation for damage from sour gas blowouts. To address the issue, CPA and IPAC representatives met regularly with members of the Pembina Agricultural Protection Association. These discussions resulted in an interim compensation guideline.

The Environment Committee also developed *Public Consultation Guidelines* which provide hands-on advice on how to resolve conflicts in the project planning process. The emphasis is on working constructively with private citizens and public action groups.

The association also participated actively in public/government consultations on NOx/VOC (volatile organic compounds) control.

The Safety Committee was active in improving the standards of safety for the industry. A major initiative was the formation of an implementation committee for the Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety. Made up of representatives from the five industry associations, this committee has a mandate to implement the UPITFOS report's 45 recommendations for improved industry safety. Another major initiative in the area of safety was the publication of contractor safety guidelines which counsel member companies on contractor safety practices. In addition, the committee has recently undergone a reorganization to more effectively address industry safety issues.

The Health Committee developed employee assistance plan guidelines, travel kit guidelines, and resuscitation guidelines. In addition, it investigated such other issues as concern for naturally occurring radioactive materials and worked on the Workplace Hazardous Material Information System.

KEITH McWALTER
Chairman, President and CEO
Gulf Canada Resources Limited

1989 ... Federal government terminates the Canadian Exploration and Development Incentive Program early. ... The International Energy Agency praises Canada for its market-oriented energy policies and initiatives.

More than any other, 1989 was the year in which the environment became a major focus of government, public and industry. Concerns about global warming, oil spills, the ozone layer and hazardous wastes became everyday issues. So did sustainable development, a concept popularized in 1987 by the World Commission on Environment and Development (the Brundtland Commission.)

The CPA began addressing environmental issues long before they took on such a high profile, and during the 1980s the association became the most prominent environmental voice in Canadian industry. This unusual record makes it appropriate to review the association's environmental initiatives.

The association created an environmental standing committee the Environmental Conservation Committee in 1971. It also positioned the industry to reduce accidental oil spills and manage their containment and recovery. The CPA was a charter member when the provincial environment minister established the Alberta Petroleum Industry/Government Environmental Committee in 1973.

Throughout the 1970s, the association's environmental efforts were largely spill-related and its initial environmental research project had oil and brine spills as its focus.

In 1980 the association significantly broadened its environmental activities. Encompassing all types of industry operations, the association published the first edition of *Environmental Operating Guidelines* for the Petroleum Industry. Three years in the making, those guidelines are a compendium of legal, regulatory and technical requirements for environmentally sound oil field practices. Since the publication of that seminal volume, the industry has broadly integrated environmental management into industry operations.

In 1983, the association released waste disposal guidelines for the petroleum industry and through industry-wide seminars fostered their implementation. The association also commissioned research studies on the disposal of oily wastes through land farming, and on the reclamation of land affected by spills. The CPA also successfully developed a special incinerator for oily wastes.

Hazardous materials management in the workplace received special attention in 1988. In that year the association created an education training package for oilfield workers and generic labels for hazardous materials.

The association's *Sulphur Handling Guidelines* illustrate ways to handle sulphur safely and with minimal risk to the environment. First published in 1981, the association updated them in 1983.

In 1983 the association made a major financial commitment to a baseline study of the impact of SO_2 emissions and other air pollutants. The Acid Deposition Research Program investigated the biophysical and medical effects of air emissions in Alberta. It received acclaim from scientists and scientific organizations around the world. The research teams issued their final reports in 1988.

Since the early 1970s, the association has organized and sponsored annual conferences on environmental and socio-economic issues in the frontier regions. This was in addition to industry funding of the Environmental Studies Revolving Fund, established in 1983. During the 1980s, ESRF published 105 specialized research studies on frontiers-related environmental subjects.

In 1988 the association adopted an environmental code of practice for the industry. The code encourages member companies to strive for high environmental performance standards. To supplement the code, the association updated its *Environmental Operating Guidelines* and prepared guidelines for environmental audits and for public consultation.

The association believes in public participation and consultation. The Acid Deposition Research Program, for example, used one of the most elaborate public involvement programs ever incorporated in a major scientific research program. And one of the key provisions of the Environmental Code of Practice is that oil and gas companies acknowledge the legitimacy of people's right to know particulars of projects which will affect them or their environment. In keeping with this, the association has also developed a set of *Public Consultation Guidelines* which are finding use beyond the oil and gas industry.

GENERAL COMMITTEE ON INDUSTRY OPERATIONS

The National Energy Board approves a $600 million expansion of the TransCanada PipeLines system. The federal government reactivates its Canada Oil and Gas Committee.

The regulatory aspects of industry operations are growing in complexity and multiplicity. This required greater vigilance by CPA committees to help make sure unnecessary regulation did not stifle activity.

The Communication Systems Committee reiterated CPA's opposition to the proposed Department of Communication radio band policy changes. The frequency spectrum has become overcrowded for both fixed and mobile radio transmissions. The CPA may wish to join the Radio Advisory Board of Canada to bring greater attention to the regional needs of industry.

The Drilling Committee worked closely with the Implementation Committee for the Upstream Petroleum Industry Task Force on Safety. The committee also reviewed ERCB-sponsored Recommended Practices for Completing and Servicing Critical Sour Wells. This led to positive changes before the Board issued the practices as an interim directive. The industry welcomed new suspension guidelines for inactive wells, and the committee made several recommendations for improvements. However, the proposed hurried legislative changes for the solution of the "orphan" well problem did not find ready acceptance. The proposed far-reaching changes will require thorough examination by industry together with the ERCB and the Department of Energy.

The Geophysical Committee dissolved the industry/government task force which had investigated pressing operational concerns of both industry and regulators. The task force satisfactorily resolved five of the six areas it reviewed. The timber salvage problem, however, remains outstanding. The committee is pursuing a cooperative approach to operations with other stakeholders in forest management areas. Resolution of these conflicts is a priority for 1990.

The successful annual seminars at Rocky Mountain House and Dawson Creek have proved to be successful vehicles for exchange with regulatory agencies in Alberta and B.C.

The Surface Rights and Land Use Committee's strong effort produced helpful amendments to the Surface Rights Act in Alberta. In Saskatchewan, CPA intervened before the Acton Commission; later, it reacted to the Commission's recommendations. The government has referred the report to the Justice Department, and is likely to table legislative changes in 1990.

The committee proposed changes to the ERCB well licence mediation and hearing process. These changes dealt mainly with concerns that frivolous landowner objections could hold up Board approvals for drilling and plant applications. The ERCB accepted the recommendations.

The Mineral Rights Committee concluded lengthy consultations with the Alberta Department of Energy on their review of oil sands lease tenure. Canada Lands matters considered by the committee included petroleum rights issuance and significant discovery declarations, the Dene/Metis land claims, and the Northern Accord. The protracted discussions on amendments to the Indian Oil and Gas Regulations were concluded satisfactorily, but the high Indian royalty demands remain a major concern and discourage exploration on Indian lands.

As a result of CPA representations, the B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources brought its oil and gas land sales legislation and regulations in line with Alberta practices. In response to a separate proposal, the ministry also changed its regulations to more effectively protect confidential information. The CPA reacted negatively to Alberta Energy's review of the reversion of shallow rights. The Department has since withdrawn the issue.

The Operations and Engineering Committee continues to work with the ERCB on ways to accurately measure oil trucked to batteries or pipeline collection points. In response to CPA suggestions, the Board built a portable standard measuring tank and for random checks of metering devices throughout the province. The B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources adopted the changes proposed by the committee involving natural gas daily allowables.

ANGUS McKEE
President and CEO
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

Governments and the public have confidence in the industry's ability to solve technical problems. But major industry projects often raise safety and environmental questions. And that often triggers concern and interest among groups outside the industry. Involving such groups in identifying and solving problems replaces possible confrontation with co-operation, proving once again that two heads really are better than one.

The CPA is a pioneer in developing productive, co-operative working relationships with governments, the public and interest groups. Technical competence has long been our primary strength. One of the association's public affairs goals is to earn a comparable reputation for competence in safety and environmental matters.

Last year, the industry provided timely answers to two serious challenges.

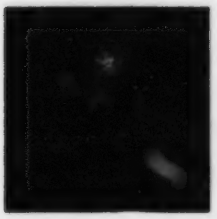
The first, in early 1989, came in the thorough and detailed response of the Upstream Petroleum Industry Task Force. UPITFOS recommendations addressed safety concerns which had galvanized the industry and alarmed members of the public and their governments.

The second was a response to public and government apprehension about industry's oil spill response capability. Although outside Canada, major offshore tanker spills had raised Canadian anxieties. Under CPA Governor John O'Connor, President of Mobil Oil Canada, an upstream industry task force investigated the issues and reported in November. The task force used the opportunity to communicate the industry's well developed state of preparedness for spills on land. It also identified possible weaknesses in the industry's readiness to deal with spills. Accordingly, its report presented a remedial plan.

In separate but related activities, the association commissioned and published manuals on environmental auditing and on the theory and practice of public consultation. Developed for use within the industry, these manuals are also in demand outside.

The *CPA Review* and annual report continue to present industry events and issues to opinion leaders across Canada. In addition, the wide range of CPA publications for public distribution continue to be popular.

Interest in CPA's National Journalism Awards Program shows considerable media attention to energy and environment matters. The third annual Share the Earth Triathlon, co-sponsored by CPA with CBC Calgary, was again a highlight of Environment Week. And, of course, the association continued to support the SEEDS energy and environment programs for Canadian schools.



IAN SMYTH
President,
Canadian Petroleum Association

1989 September: Alberta producers vote to accept the Iroquois pipeline proposal to deliver natural gas into U.S. east coast markets.

Deregulation of oil and natural gas supplies continued to spur change in the pipeline industry. Changing markets, a different mix of oil and increased volumes of natural gas generated expansion and new projects during the year.

The division continued to monitor and promote pipeline safety. At the third CPA pipeline conference, the division again recognized achievements through the Pipeline Safety and Performance Awards. The division also continued its participation in the Upstream Petroleum Task Force on Safety. During 1990, the focus will be on implementation of its safety recommendations.

The 1989 Oil Pipeline Performance Review revealed that, compared to the 1978-1988 average, there were increases in the kilometres of lines in service, total delivery volumes and total traffic volumes. Although repair, damage and cleanup costs were higher, the number and size of reported failures were well below average.

The division was active in a variety of environmental issues. It struck a committee to deal with such pipeline-related environmental issues as reclamation, air emissions, procedures manuals, and audit guidelines. It was also active in CPA's review of the upstream sector's preparedness to deal with oil spills (TFOSP). Follow-up work will continue into the 1990s.

The division responded to the increased interest in public consultation by developing a public awareness program around pipelines. The division also responded to an NEB draft guideline on public consultation during project planning and development.

The division supported several other submissions to the National Energy Board in 1989. It participated in an industry committee which responded to the NEB cost recovery proposition and worked closely with other CPA committees on the NEB's draft offshore pipeline regulations. It also continued to exchange information with the NEB on current applications, crossing requirements and improvement to the regulatory process. Late in the year, a task group began studying the issue of negative salvage value work which will continue well into 1990.

Work with the Canadian Standards Association to develop and implement standards for leak detection systems continued. In addition, the division began a study to determine the effectiveness of leak detection systems.

In cooperation with the Alberta Government and the University of Alberta, the division supported a study to develop improved welding procedures and helped develop a certification procedure for welding technicians.

The Alberta committee continued to develop a standard crossing agreement to simplify day-to-day industry activities. In addition, it completed a list of training requirements for pipeline operators. At the ERCB's request, it also struck a task force to determine the practicality of developing a training course and permanent training facility for high vapour pressure pipelines. The committee also responded to an ERCB directive on indirect fired heater coils, and it continued to monitor Alberta Environment's application requirements for regulated pipelines.

In the new decade, the pipeline industry will continue its leadership on safety and environmental issues. As well, with the distinct possibility of pipeline construction from the Arctic, the division will become more active in northern issues. In this way, we aim to ensure a safe, environmentally benign and economically sound framework for northern pipelines.

The National Energy Board approves the export of natural gas from the Mackenzie delta.

DICK STOKES
President and CEO
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

The division enjoys good relationships with government departments and the provincial agencies we do business with. It has also gained a reputation for integrity and credibility by providing accurate information and helpful and balanced points of view. This allows us to play a leading role in helping to improve provincial energy policy.

The economic environment for the petroleum industry in 1989 was not good, however. Although oil prices fared better than anticipated, their perceived instability reduced exploration and development. The bright spot was the improvement in natural gas markets.

Current provincial policies on natural gas pricing and marketing have encouraged activity in this sector. Last year gas drilling accounted for 77 percent of all wells drilled. The gas story demonstrates how sound policies can create significant benefits for both industry and the province.

Saskatchewan oil producers are in a different situation. They face a combination of high operating costs and high royalties. As well, the lower price environment has made Saskatchewan's remaining potential an unattractive target for exploration.

During 1989 the division reviewed with SaskPower their power system installations and replacements policies. Both parties now have clearer understanding of the issues and concerns; this will be mutually beneficial in the future.

Another policy issue is the rapid increase in municipal taxes. Municipal taxes have increased sharply and are now at their highest levels ever. However, a new assessment policy is under consideration, and we will aggressively pursue this issue.

As 1989 wound down, two trends emerged in the industry. The first was a move by companies to consolidate their core properties. Saskatchewan has not escaped this rationalization trend. The second trend is the growing focus on the environment. The division will stay involved in the deliberations and, with our past environmental achievements in the background, we expect to play a positive role.

FRED BAGLEY
Manager, Reservoir Engineering
Petro-Canada

1989 November **Alberta announces revisions to the Alberta Royalty Tax Credit program for a five-year term. Under the new system, benefits vary with the price of oil.**

Encouraged by simplified gas marketing and royalty policies, British Columbia's petroleum industry responded quickly to positive signals for natural gas from the marketplace. Industry activity thus ran counter to the general decline in the other parts of the western basin. The province racked up higher levels of land bonus payments, geophysical exploration and drilling.

The division's activities last year concentrated on fostering communications between the oil and gas industry, the government and the public. This came about through speaking engagements and through frequent meetings with officials from government departments and members of the B.C. legislature.

"Rocks, Rigs and Roughnecks," an industry-sponsored exhibit at the Royal British Columbia Museum, was a resounding success. It was an effective way of bringing the story of the province's oil and gas industry to the public. By closing day nearly 800 000 visitors had benefitted from the display.

Privatization of British Columbia Petroleum Corporation saw further progress in 1989. The producer group formed Canwest Gas Supply Inc, and negotiations to purchase BCPC's marketing assets are proceeding towards likely consummation in the first half of 1990.

Pacific Coasts Energy Corporation received an Energy Project Certificate for the construction of the Vancouver Island gas pipeline in September. The $265 million pipeline could be complete by late 1990 unless there are serious delays during construction.

Following industry representations, the province announced new gas well allowables effective January 1, 1990. The changes promoted by the division will benefit the industry.

In the summer of 1989, the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources proposed changes to the province's oil royalty regime. Administrative simplification, devintaging and encouragement of more market-driven activity are the key features of the proposal. The overall result, however, could have been an increase in the industry's royalty obligations. While the division strongly supports the principles, a heavier fiscal burden on the industry is not acceptable. The division is continuing to hold discussions with the Ministry.

The solution of the oil royalty issue will be one of the major challenges facing the division this year. Environmental matters related to exploration, production and the transportation of oil and gas will also be major agenda items.

The outlook for British Columbia natural gas is promising. Despite deregulation, though, the remaining regulatory structure will continue to pose challenges on both sides of the border. Resolving these issues will create opportunities for the industry. And that will be the division's priority in 1990.

Saskatchewan extends two-year royalty/tax holiday for special development wells and waterflood to June 30, 1990.

BILL THOMPSON
Vice President
Petro-Canada

Despite the low activity level in the frontier regions, government initiatives required a high level of division response. In the north, operators spudded four wells in the Beaufort/Mackenzie Delta, six on the mainland; offshore Newfoundland, a single well.

The oilspill incident of the Exxon Valdez triggered the creation of the Task Force on Oil Spill Preparedness. It reviewed the upstream elements of the industry's preparedness to handle oil spills. The final report recommends spending $10 to $12 million over the next five years in offshore areas. Most of this money will help upgrade systems and equipment for spill control, but $5 million will go toward research and development. The Frontier Division will play an active role in the design of research and development projects.

The National Energy Board in October approved the export of 260 billion cubic metres of gas from the Mackenzie Delta/Beaufort Sea.

The call for nominations for the sale of petroleum rights in the central Beaufort Sea came as good news. This will be the first rights issuance (except Fort Good Hope) since the 1971 land moratorium. The division's Northern Regulatory Task Force continued to prepare policy positions, and met with officials from territorial, federal and native organizations. On matters of northern development, after nearly two years of concentrated effort we now have evidence that CPA's views are understood. We have no intention of resting on our laurels, however; the task force will continue its involvement as the situation evolves.

Two new agencies – the Inuvialuit Arbitration Board (IAB) and the Environmental Impact Review Board (EIRB)– created under the Inuvialuit final agreement held their inaugural sessions in 1989. The IAB's first cases involved government and the Inuvialuit, and were of minor interest to industry. The EIRB recommendations were of more consequence addressing issues of oilspill, relief well capability and wildlife compensation.

The Frontier Division is monitoring efforts by the International Standards Organization to adopt several API standards for international use. If adopted, these standards will affect both operators and contractors. A joint industry/government effort through the Canadian Standards Association has resulted in the issuance of a preliminary standard for the design and construction of fixed offshore structures, taking into account environmental conditions found in Canada's frontier regions.

To maintain communications with government, regulatory agencies and officials, the division's Board of Directors spread its regular business meetings to Yellowknife, St. John's, Halifax and Ottawa. At these locations, the division held briefings with ministers and senior officials. This provided opportunities to exchange views on issues of current interest and concern.

East coast regulatory agencies issued draft guidelines for training and qualifications of personnel on MODU's, jack-ups and supply/standby vessels. The Frontier Division responded that we would prefer to use the industry-developed document on training and qualifications as a reference. The division has updated this document and created a parallel one for northern operations. A separate standard would mean wasteful duplication.

In December 1989, LASMO Nova Scotia Limited submitted a development plan application for the Panuke and Cohasset oil discoveries. The plan calls for seasonal production of about 4750 cubic metres per day to come on stream in 1992 or soon thereafter. The recent establishment of the Canada/Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board will undoubtedly result in additional regulations and guidelines.

Late in 1989, the Hibernia partners announced the creation of the Hibernia Management and Development Co. Ltd., a further step toward bringing the Hibernia field into production. The division will monitor developments to determine what role CPA might play in support of this project in the development and production phases.

Environmental issues continue to be of major importance. The Northern Inland Waters Act and various provisions under the Canada Environmental Protection Act occupied the attention of the Frontier Environment Committee. Environment Committee representatives developed the proposed research and development program for the Environmental Studies Research Fund. To ensure consistency in government and industry funded research, industry representatives from the Panel on Energy Research and Development also contributed.

The Frontier Division will continue to promote policies and a regulatory regime which will encourage investment in the frontiers. The changing regulatory structure in these regions poses a challenge apart from frontier economics.

A L L Y M E R
Division Land Manager
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

HONOURARY LIFE MEMBERSHIP

E.W. (Ted) Best
Corporate Partner, Foster Research; former President, Oil and Gas Division, BP Canada Inc.

MERIT AWARDS

P.J. (Phil) Airhart
Interprovincial Pipe Line Company Limited

J.P.H. (John) Batteke
Esso Resources Canada Limited

B.R. (Brian) Croft
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

L.J. (Larry) Fisher
Esso Resources Canada Limited

A.R. (Bob) Fraser
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

B. (Brent) Fraser
Shell Canada Limited

R.W. (Richard) Gallant
Esso Resources Canada Limited

T.M. (Terry) Gibson
Shell Canada Limited

J.W. (John) Gow
Mobil Oil Canada

D.W. (Don) Hersak
Esso Resources Canada Limited

B.E. (Bruce) Lounds
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

J. (John) MacPherson
Petro-Canada Inc.

S.A. (Stewart) McCrae
Chevron Canada Resources

A.F. (Tony) Mitchell
Shell Canada Limited

B.W. (Bruce) Mitchell
Shell Canada Limited

T. (Tom) Randall
Gulf Canada Resources Limited

J.J. (Jerry) Rittwage
Shell Canada Limited

M.R. (Michael) Robertson
Petro-Canada Inc.

MERIT AWARDS (continued)

W.W. (Wayne) Silk
Unocal Canada Limited

R.A. (Rod) Steiger
Esso Resources Canada Limited

B.E. (Brian) Tyers
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

NATIONAL JOURNALISM AWARDS

PRINT COMPETITION

Best Entry, Daily Newspapers
Henry Cybulski, Calgary Herald

Best Entry, Business, Financial or Trade Publication
Greg Gilbertson, Oilweek

Best Entry, Community Newspaper
Zelda Levine, Northern News Services, Inuvik, NWT.

Best Entry, Column, Editorial or Opinion
Frank Dabbs, Financial Post

Best Entry, Corporate Publication
Leslie Jackson, Interprovincial Pipeline, In-depth

BROADCAST COMPETITION

Best Radio Documentary (key market)
CBC Radio Calgary, Susan Cardinal

Best Television Documentary (key market)
CBC TV Calgary, Sydney Suissa

Best Television Documentary (smaller market)
CBXFT Edmonton, Denis-Martin Chabot

ENVIRONMENTAL COMPETITION

Best Entry, Television News
CHBC-TV Kelowna, Gord Vizzutti

Best Radio Commentary
CBC Radio Calgary, Susan Cardinal

Best Entry, Feature Articles
Luc Chartrand, Actualité

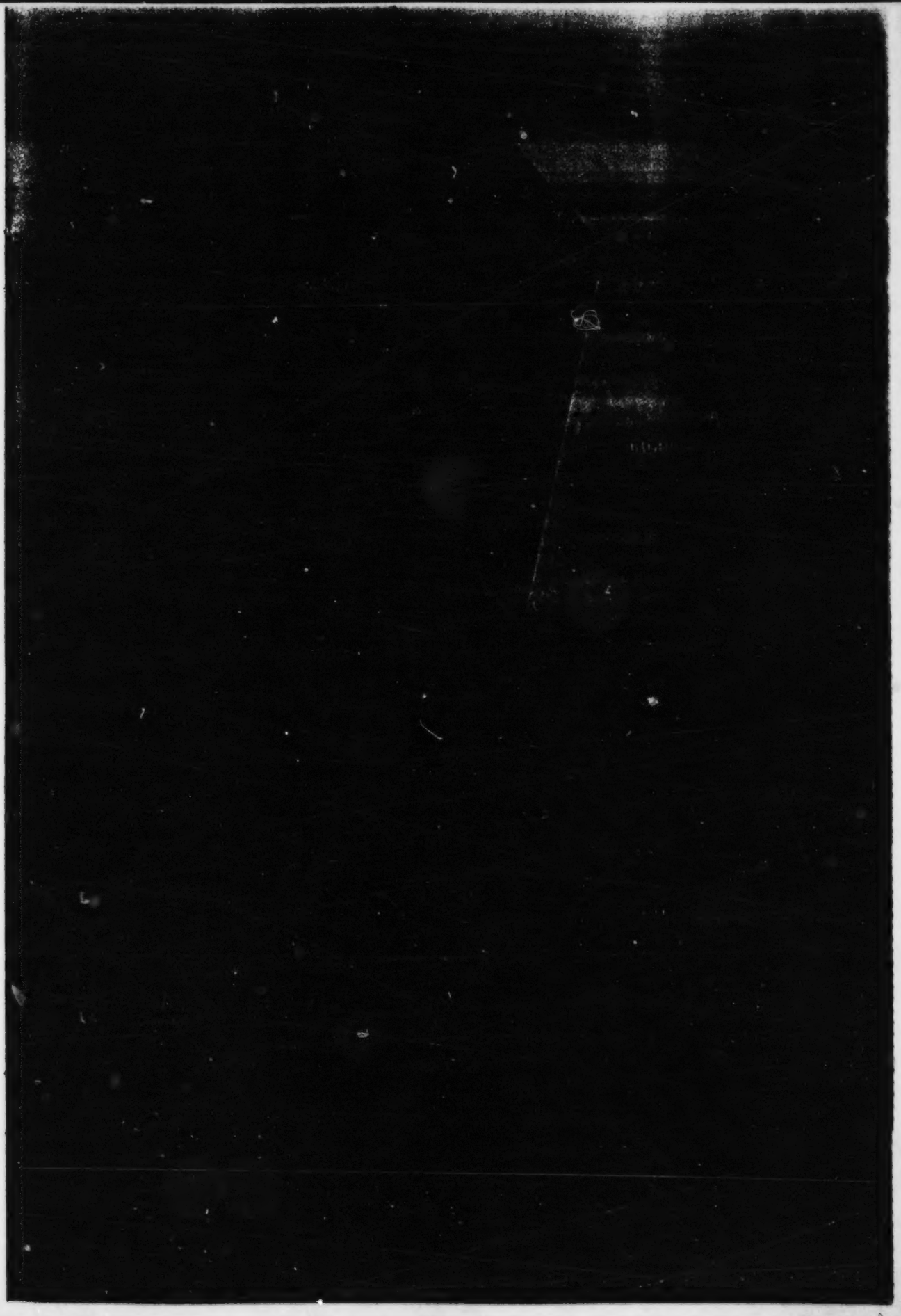
PIPELINE SAFETY AWARDS

Best performance, personal injuries
Texaco Canada Resources
AEC Pipelines
Interprovincial Pipe Line Limited

Best performance, vehicle accidents
Westcoast Petroleum Ltd.
Husky Oil Operations Ltd.
Amoco Canada Petroleum Ltd.

Best performance, operational incidents
Westcoast Petroleum Ltd.
Esso Petroleum Canada
AEC Pipelines

Accident free
Westcoast Petroleum Ltd.



nuries

ntal
cidents

d
l incidents

Some fifty standing committees, subcommittees and task forces form the backbone of the association, and carry on work pertinent to the industry. These committees deliberate on literally hundreds of issues in any given year. They provide a focal point for member companies to address matters that affect the entire industry. Committee members have a wide range of skills and experience. They include accountants, economists, drillers, engineers, geologists, environmentalists, geophysicists, landmen, lawyers and many other professionals.

The association's committees, the Board of Governors and other authoritative spokesmen communicate CPA policy recommendations to governments, regulators, other associations and the public. The association thus provides a focal point for its member companies to develop consensus on industry issues. It also serves as a conduit, providing an industry perspective on petroleum-related issues to governments and the public.

The association also helps meet the demand for information about the Canadian petroleum industry. That demand comes from private citizens, media, companies, government agencies and others from around the world. The information backbone is the Statistical Handbook, now in its 35th edition. It is the major source for petroleum statistics of any kind in Canada. It is also the basis for the CPA's electronic database, CPASTATS, which became available on compact disc in 1989.

Every year the CPA Reserves Committee releases its assessment of Canadian oil and gas reserves - a consolidated report of established crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur reserves by province and region.

To supplement its information analysis and policy activities, the association has developed an economic model to assess the impact of fiscal changes and activity patterns on the industry outlook.

From time to time issues arise that require special attention. In 1989, CPA task forces articulated industry views on global warming, reviewed industry's oil spill preparedness, and studies industry safety and accident prevention procedures.

Through the association, the industry can also achieve significant cost efficiency and cost-savings. For example, the Natural Gas Policy Committee is regularly represented at regulatory hearings, especially toll hearings. The complexity of these issues and the need for continuity make it difficult for companies to act independently.

The association communicates its views and policies to the public and governments through the association's public affairs functions. The association also hosts news conferences and provides source comment and technical data for the media. Hundreds of television, radio and print interviews reflect CPA views each year. In addition, the association sponsors several industry conferences and provides speakers to address conferences in Canada, the United States and other countries.

The *CPA Review* continues to be the association's principal publication. The Frontier Division publishes the *Eastern Offshore News* to cover industry activities in the Atlantic, and the *Arctic Petroleum Review* to deal with issues and developments affecting the far north. Restricted to member companies, the *CPA Monitor* outlines current industry issues, noting in particular the association's involvement and position.

In summary, through its committees, staff and six offices in Canada, the CPA is an important industry voice in the social fabric of Canada. This effective communication contributes to a sound policy environment for the industry

OFFICES

- Head Office
  3800, 150 - 6th Avenue S.W.
  Calgary, Alberta
  T2P 3Y7
  (403) 269-6721
  (403) 261-4622 - Fax
- Ottawa Office
  1312, 50 O'Connor Street
  Ottawa, Ontario
  K1P 6L2
  (613) 237-5515
  (613) 563-9734 - Fax
- Saskatchewan Division
  1151, 2103 - 11th Avenue
  Regina, Saskatchewan
  S4P 3Z8
  (306) 757-3527
  (306) 757-6506 - Fax
- B.C. Division
  600, 200 Granville Street
  Vancouver, B.C.
  V6C 1S4
  (604) 685-4121
  (604) 685-3447 - Fax
- Newfoundland Office
  800, 140 Water Street
  St. Johns, Newfoundland
  A1C 6H6
  (709) 726-7270
  (709) 726-0232 - Fax
- Nova Scotia Office
  802, 1809 Barrington Street
  Halifax, Nova Scotia
  B3J 3K8
  (902) 421-1159
  (902) 425-4790 - Fax

PERSONNEL

Ian Smyth
President

Hans Maciej
Vice-President

Dan Macnamara
Vice-President

Leo Bouckhout
Director - Planning, Finance and Administration

Leonard Brooks
Public Affairs Officer, Regina

Doug Bruchet
Director - Safety, Health & Environment

Cal Buchanan
Manager - Natural Gas

Ron Chapan
Government Affairs Officer, Ottawa

Norm Elliott
Director - Public Affairs

Peter Fournier
Manager - Regulatory Affairs

Pat Jackson
Administrative Assistant, St. Johns

Helena Kalivoda
Fiscal Analyst

Bill Turner
Director, Ottawa

John Ludgate
Manager - B.C. Division, Vancouver

Court Mackid
Staff Economist

Peter McKenzie-Brown
Senior Advisor - Public Affairs

Manci Proulx
Executive Assistant, Ottawa

Mike Ratuski
Director - Economics

Stephen Rodrigues
Statistician

Ian Scott
Senior Coordinator -
Pipeline Division

Gordon Steeves
Manager - Industry Operations

Jim Swiss
Senior Coordinator -
Safety, Health & Environment

Laurie Taylor
Manager - Eastcoast Region

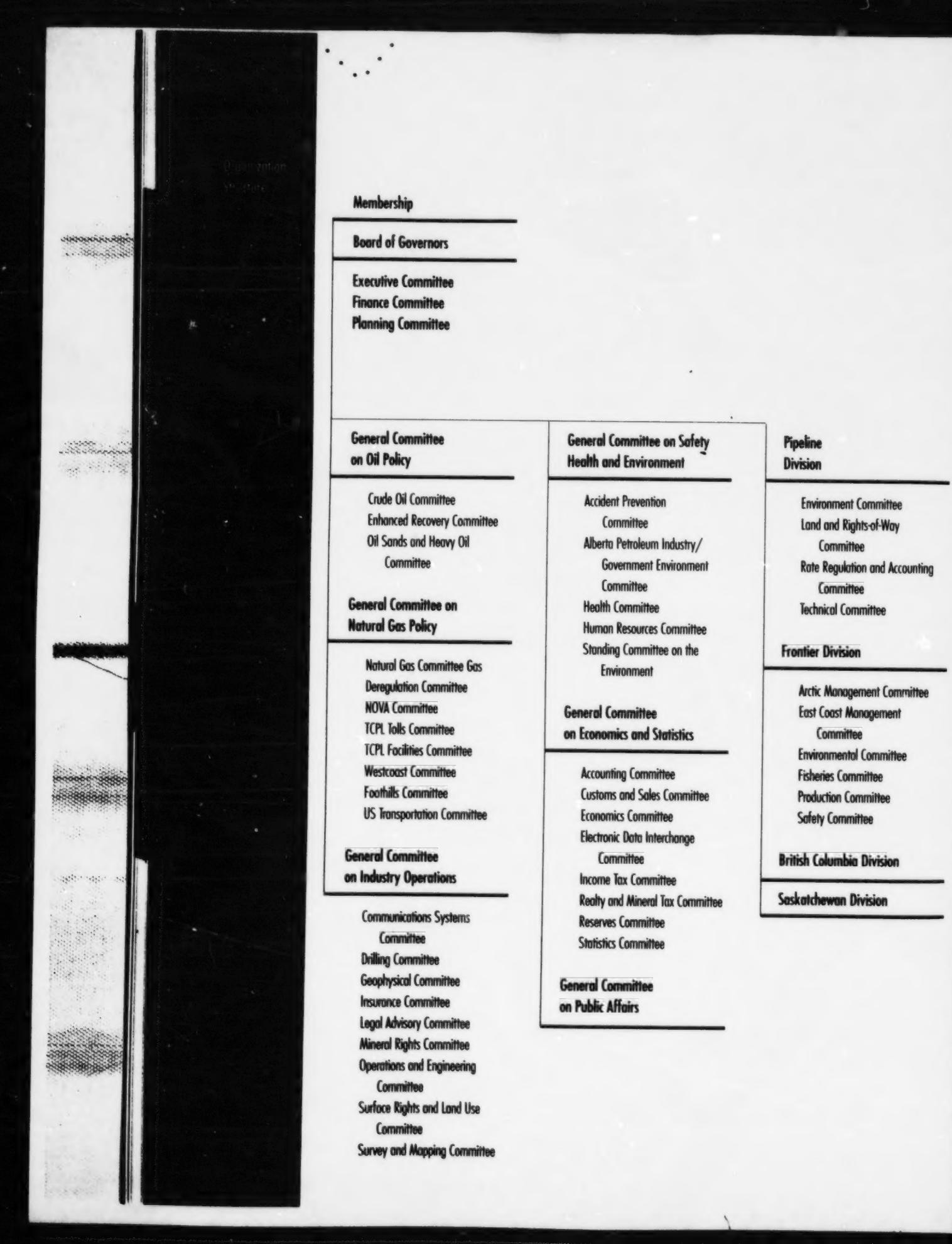
Barry Virtue
Director - Divisional Services

Gary Webster
Senior Coordinator -
Safety, Health & Environment

Bill Whelan
Manager -
Saskatchewan Division, Regina

Laura White
Office Manager

Christine Wignall
Public Affairs Representative


Membership
Board of Governors
Executive Committee
Finance Committee
Planning Committee
General Committee on Oil Policy
Crude Oil Committee
Enhanced Recovery Committee
Oil Sands and Heavy Oil Committee
General Committee on Natural Gas Policy
Natural Gas Committee Gas Deregulation Committee
NOVA Committee
TCPL Tolls Committee
TCPL Facilities Committee
Westcoast Committee
Foothills Committee
US Transportation Committee
General Committee on Industry Operations
Communications Systems Committee
Drilling Committee
Geophysical Committee
Insurance Committee
Legal Advisory Committee
Mineral Rights Committee
Operations and Engineering Committee
Surface Rights and Land Use Committee
Survey and Mapping Committee
General Committee on Safety Health and Environment
Accident Prevention Committee
Alberta Petroleum Industry/ Government Environment Committee
Health Committee
Human Resources Committee
Standing Committee on the Environment
General Committee on Economics and Statistics
Accounting Committee
Customs and Sales Committee
Economics Committee
Electronic Data Interchange Committee
Income Tax Committee
Realty and Mineral Tax Committee
Reserves Committee
Statistics Committee
General Committee on Public Affairs
Pipeline Division
Environment Committee
Land and Rights-of-Way Committee
Rate Regulation and Accounting Committee
Technical Committee
Frontier Division
Arctic Management Committee
East Coast Management Committee
Environmental Committee
Fisheries Committee
Production Committee
Safety Committee
British Columbia Division
Saskatchewan Division

BART ROMBOUGH

PDG
PanCanadian Petroleum Limited

Rapport du président du Conseil

Les pages de ce rapport annuel décrivent en détail quelles ont été les réalisations de l'Association pétrolière du Canada pendant l'année 1989. En raison du manque d'espace, les sujets traités se limitent aux principales questions parmi les multiples dossiers dont s'occupe l'Association. Ceux-ci vont de l'analyse des questions économiques complexes à la formulation de réponses aux simples questions posées par des élèves de première année. Ce rapport brosse donc un tableau général.

Nous voici au début d'une décennie nouvelle. L'occasion est belle de se remémorer l'actualité des années 1980, plutôt que d'examiner les activités précises de l'APC en 1989. En m'inspirant de ces dix dernières années, je donnerai mon opinion sur les défis qui s'ouvrent à nous pendant les prochaines années.

Impossible de résumer en un mot la dernière décennie; notons cependant que cette période agitée a complètement bouleversé notre industrie. Il suffit de se rappeler quelles ont été les principales politiques de l'époque. Tout d'abord, le Programme énergétique national était adopté en 1980, suivi du Mémoire d'entente entre Ottawa et Alberta (1981). La diminution de l'encaisse et le fardeau administratif imposé par ces interventions au sein des marchés ont troublé la tranquillité d'esprit des pétroliers les plus optimistes.

Vers la fin des années quatre-vingt, la conjoncture évoluait de façon marquée. Les Accords de l'Atlantique et de l'Ouest ont été paraphés, de nouvelles politiques énergétiques formulées pour les régions pionnières, et l'Accord sur la tarification et la commercialisation du gaz naturel a été signé. Vers la fin de la décennie était conclu l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis, et se produisait la revue Confluences énergétiques. Pris dans leur

ensemble, tous ces facteurs ont engendré une nouvelle série de politiques axées sur le marché, et applicables à l'industrie pétrolière.

Une bonne politique ne saurait cependant remplacer à une saine économie. Un coup presque fatal a été porté aux marchés lors de l'écroulement des prix du pétrole en 1986.

Ces changements ont restructuré en profondeur l'industrie gazière et pétrolière, et ce processus se poursuivra au cours des années 1990. Les défis futurs mettront à l'épreuve l'imagination et les talents de tous ceux et celles qui entretiennent des rapports avec notre industrie. Nous pourrions bien ne pas être le principal moteur de la croissance du Canada au cours des dix prochaines années; cependant, notre industrie conservera son importance économique, tout spécialement dans l'Ouest canadien.

Le pétrole et le gaz naturel demeureront la pierre angulaire des énergies dans le secteur des transports au cours du prochain siècle, puisqu'il n'y a aucun substitut efficace et rentable en perspective. A l'échelle globale, le défi consistera à fournir et à utiliser ces combustibles d'une façon acceptable au regard de l'environnement. L'industrie canadienne devra relever un défi supplémentaire, soit rentabiliser la production pétrolière et gazière malgré la faiblesse du marché.

Le fait d'être une région à coûts élevés présente d'importants défis techniques et financiers. Les capitaux continueront d'être une ressource rare, et nous devons accroître le rendement du capital investi au sein de l'industrie pour attirer les investisseurs. On s'intéressera aux placements à court terme susceptibles de produire une encaisse immédiate.

Un autre défi est de continuer à approvisionner les marchés actuels du gaz naturel et d'ouvrir de nouveaux marchés offrant des avantages économiques intéressants. Une telle éventualité viendrait confirmer les bénéfices offerts dans le cadre de l'Accord de libre-échange.

Nous ne saurions cependant délaisser les défis à long terme. L'industrie doit pouvoir remplacer ses réserves d'hydrocarbures pour maintenir sa vitalité. Je ne crois pas que les prix de l'énergie croîtront de façon marquée au cours des années 1990. Si tel est le cas, nous devons améliorer notre efficacité et nos techniques afin de pouvoir commercialiser nos ressources marginales.

Dans l'Ouest canadien, nous devons améliorer notre technologie de récupération et mettre au point de nouvelles techniques pour contrer l'escalade des coûts, compte tenu de la chute des volumes de production. Nous devons continuer de faire progresser la technologie qui nous permet d'améliorer la production commerciale, tout spécialement en ce qui touche les sables bitumineux et les gisements d'huile lourde.

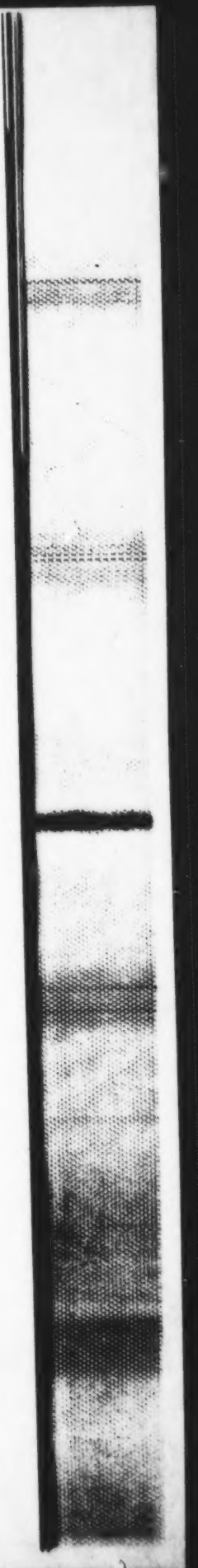
Il faut aussi garder à l'esprit les régions pionnières. Celles-ci laissent entrevoir une production éventuelle très riche, et les années 1990 verront peut-être les régions pionnières contribuer de façon importante à l'approvisionnement en hydrocarbures. Pour que cela devienne réalité, il faudra relever des défis difficiles et uniques dans les domaines technique et économique.

La protection de l'environnement est d'une importance considérable pour toutes nos activités, et cela représente aussi un défi de taille. Nous devrons faire preuve de beaucoup de sagesse à cet égard.

Notre industrie s'est toujours acquittée de ses obligations environnementales. Nous avons cependant, au cours des dernières années, identifié de nouvelles perspectives en matière d'environnement, auxquelles nous sommes plus sensibilisés à l'échelle globale. Les normes environnementales applicables à notre industrie ont progressivement été relevées depuis quelques années, et nous réussissons à les respecter.

Il arrive que l'émergence de nouveaux problèmes s'accompagne de problèmes difficiles que l'on ne saurait résoudre facilement. On se retrouve en présence d'avantages incertains exigeant des approches neuves et une meilleure compréhension d'une conjoncture complexe et souvent imprévisible. J'espère donc que la politique de l'environnement pourra s'harmoniser avec la réalité économique. Les enjeux sont très élevés.

J'entrevois une meilleure année 1990, et une meilleure décennie, sauf imprévu. Le gaz naturel sera la clé du renouvellement de l'industrie gazière et pétrolière, laquelle continuera d'être un secteur fort passionnant à tous égards.



DOUG BALDWIN

PDG
Esso Ressources Canada Limitée

Rapport du nouveau président du Conseil

La dynamique du marché échappe souvent à notre contrôle. Dans cette optique, les prix du pétrole brut et du gaz naturel, le cours international du dollar canadien, ainsi que les taux d'intérêt actuels ont une importance précise pour l'industrie pétrolière du Canada. Bien que ces trois facteurs influencent énormément la rentabilité de notre industrie, je rejette d'emblée l'idée que nous dépendons entièrement de facteurs économiques imprévisibles.

L'optimisme personnel que j'affiche au sujet de notre industrie pour les années 1990 ne repose pas sur une modification importante de ces variables très visibles. Je crois plutôt que notre industrie peut améliorer son rendement compte tenu des perspectives prometteuses de son personnel, des techniques élaborées et utilisées, et de ses rapports fonctionnels avec les nombreux intéressés qui la composent.

Nos employés ont un potentiel considérable pour améliorer notre productivité. Dans la mesure où diminue la production d'un gisement au cours des années, on assiste parallèlement à une diminution de productivité des travailleurs n'ayant aucun défi nouveau à relever, ou, pis encore, dont la motivation est sapée par la bureaucratie d'entreprise. Nous devons faire en sorte que nos sociétés stimulent sans étouffer les réalisations individuelles éclairées.

A titre de dirigeants industriels, nous devons nous assurer que chaque employé ait les connaissances, les perspectives et l'information nécessaires pour exceller dans ses activités professionnelles. On ne saurait assimiler notre personnel aux frais généraux d'entreprise, dont les chiffres varient selon la perspective du prochain trimestre. Au contraire, notre personnel est une ressource très précieuse. Nos employés sont le seul actif pouvant continuellement s'améliorer.

Nous en sommes arrivés à un point critique : il faut voir à alimenter cette ressource en assurant la promotion de l'industrie dans les écoles, collèges et universités du Canada. Au cours des années soixante-dix, nous avions réussi à attirer une foule de brillants diplômés en leur proposant d'excellents salaires et la promesse d'une carrière variée et stimulante. Au cours des années quatre-vingt, la perspective s'est quelque peu ternie. Nous devons de nouveau faire appel à l'imagination des jeunes Canadiens pour pouvoir profiter pleinement des perspectives intéressantes qui s'offrent à nous dans la nouvelle décennie. L'industrie pétrolière du Canada possède un avenir prometteur, et a l'occasion de mettre en valeur certaines des plus importantes ressources pétrolières au monde. C'est à n'en point douter : les ressources en hydrocarbures demeureront une source d'énergies essentielle à l'avenir, j'en suis sûr. Notre monde continuera d'utiliser pétrole et gaz pour faire croître les récoltes de demain, et pour transporter, réchauffer et éclairer des milliards d'êtres humains. Ces notions peut-être romantiques peuvent inspirer les dirigeants de la nouvelle génération.

La mise au point et l'utilisation de techniques de pointe constituent la deuxième occasion de maintenir notre rentabilité. Les nombreuses réalisations techniques de notre industrie permettent à présent l'utilisation rentable de ressources dispendieuses, ou encore ont maintenu cette rentabilité en dépit de la nouvelle conjoncture des prix. L'excellence technique demeure la clé du succès si nous voulons créer une industrie rentable, quelle que soit la conjoncture économique.

La technologie nous aide aussi à attirer et à conserver les meilleurs employés, et nous permet de maintenir notre compétitivité à l'échelle globale. La technologie est aussi le point central du concept du développement durable. L'amélioration des techniques est indispensable à la mise en valeur de nos ressources, tout en respectant les besoins des générations futures.

Nos rapports avec les divers intéressés constituent le troisième secteur où nous pouvons améliorer le climat dans lequel fonctionne notre industrie. Les années 1980 nous ont enseigné à adopter des rôles et rapports efficaces auprès des gouvernements et des autorités de réglementation, de même qu'avec les collectivités locales et les organismes non gouvernementaux.

Notre industrie a besoin de l'appui de la collectivité. Notre défi consiste à continuellement améliorer la façon dont nous informons et impliquons les collectivités et les groupes d'intéressés à l'égard de nos activités. Nous devons oeuvrer intelligemment, avec sensibilité et en étroite collaboration avec les collectivités, les formulateurs de politiques et les autorités de réglementation. Ces efforts feront diminuer le nombre d'obstacles susceptibles d'entraver nos projets, tout en nous permettant de remplir nos responsabilités à l'égard des collectivités.

Nous pouvons bien sûr souhaiter que la conjoncture nous sourira pour ce qui est des prix, du cours du dollar et des taux d'intérêt. Nous devons cependant nous servir de nos atouts et je suis convaincu que nous remporterons la partie.

IAN SMYTH

Président
Association Pétrolière du Canada

Rapport du président

Plus de 1 200 hommes et femmes forment les comités, sous-comités et groupes de travail de l'Association pétrolière du Canada. Plus de 200 dossiers retiennent présentement leur attention.

Ces chiffres sont impressionnants, quel que soit le critère utilisé, ainsi que la diversité des sujets abordés. L'éventail complet des activités de l'industrie pétrolière y passe en revue : analyses économiques, planification et exploitation, déclassement des installations et une foule d'autres dossiers.Le contenu du présent rapport annuel reflète bien la multiplicité des questions dont s'occupent quotidiennement l'industrie pétrolière et l'APC. Ce rapport donne également un aperçu des impressionnants résultats obtenus quant à la gestion de ces dossiers. On pourrait peut-être ne pas remarquer qu'un thème commun caractérise la façon dont nous abordons chaque dossier. Ce thème est le suivant : nos sociétés membres sont bien décidées à créer un excellent climat fonctionnel par l'utilisation d'une approche tournée vers l'avenir, et par l'engagement des ressources nécessaires pour infléchir l'avenir, en excluant toutefois les mauvaises surprises. Notre rapport annuel de 1983 parlait "d'inventer l'avenir".

Lorsqu'on considère les années quatre-vingt, on remarque une Association bien décidée à inventer son avenir; cette détermination a été le creuset de nos activités. En 1979, par exemple, l'APC préparait un programme quinquennal de publicité et d'information à l'échelle nationale. Ce programme a été conçu pour mieux expliquer à la collectivité les dossiers en matière de politiques énergétiques, tout en rehaussant le profil et la crédibilité de l'industrie pétrolière. En 1981, une initiative parallèle - soit la politique de rechange de l'APC en matière de pétrole et de gaz - commençait à préciser le cadre politique qui, selon nous, pouvait et devait être adopté par un nouveau gouvernement. En 1985, la négociation de l'Accord de l'Ouest est venu couronner ces efforts. De nombreux observateurs ont décrit notre réussite comme étant l'exemple inédit le plus frappant de l'influence exercée par une association industrielle canadienne en matière de formulation de politiques.

D'autres exemples me viennent à l'esprit. Ainsi, le Programme de recherche sur les dépôts acides débutait en 1981; l'APC en était le principal appui du secteur privé. Dès 1987, ce programme a fourni au gouvernement des résultats scientifiques concrets et objectifs venant remplacer les arguments subjectifs et émotifs émis dans le cadre de la discussion publique sur le dossier de la production des gaz acides. Facteur encore plus important, nos gouvernements ont sous la main la meilleure base de données, en matière de qualité atmosphérique, en Amérique du Nord ou même dans le monde entier. Dans la mesure où les normes et règlements applicables aux émissions seront réévalués au cours des années qui viennent, la portée entière de notre décision prise en 1981 d'investir dans l'avenir grâce à ce programme deviendra progressivement évidente.

On peut citer plusieurs autres exemples de l'approche volontaire de l'Association par rapport au futur. Prenons par exemple le leadership dont nous avons fait preuve à l'égard de la politique de déréglementation du gaz naturel, ou de la promotion d'une approche commune pour notre industrie quant à l'échange des données électroniques. Voici un exemple frappant : nous avions anticipé l'importance accordée actuellement à la qualité de l'environnement.

Il y a cinq ans, notre rapport annuel exprimait l'opinion suivante :

Les préoccupations se rapportant aux questions économiques seront probablement remplacées par un plus grand intérêt du public pour les questions environnementales. Si tel est le cas, l'industrie pétrolière se fera un devoir d'être l'industrie canadienne au premier plan de la protection et de la préservation de l'environnement, et d'être perçue de la sorte.

Cette opinion reflétait alors la décision prise par l'Association d'élargir son rôle et ses activités dans le domaine de la politique et de la gestion environnementales. La sagesse de cet investissement dans l'avenir est devenue apparente aujourd'hui. L'APC est nettement en première place dans le monde des affaires au Canada pour ce qui est des questions environnementales, et ses avis obtiennent une reconnaissance nationale dans le cadre du débat actuel sur les politiques afférentes.

Ce rapport annuel démontre, sans l'ombre d'un doute, que l'année 1989 n'aura pas été mémorable pour l'industrie pétrolière dans son ensemble. Cependant, la planification entreprise par l'APC depuis une dizaine d'année porte fruit. Bien que la tâche se soit avérée très frustrante au début et en dépit de résultats peu apparents à l'époque, le principe "d'inventer l'avenir" prouve son utilité à long terme.

Le golfeur Jack Nicklaus disait un jour : "Plus je pratique, et plus j'ai de la chance!" Il voulait évidemment dire par là qu'il créait sa réussite grâce à un travail ardu et à la persévérance. Semblablement, l'APC a façonné son avenir au cours des années quatre-vingt, lequel s'avère beaucoup plus favorable qu'autrement. Compte tenu de cette expérience, soyons optimistes en franchissant le seuil des années 1990!

80 L'Office national de l'énergie approuve l'extension sur 240 km des principales installations d'un gazoduc reliant Montréal à Québec. Le premier tronçon du gazoduc de TransQuébec et Maritimes Pipelines Inc. transporte en février 1982 sa première livraison de gaz naturel en provenance de l'Alberta. La ville de Québec est desservie pour la première fois en 1983. L'extension prévue jusqu'aux Maritimes n'est pas réalisée. ■ La société Foothills Pipe Lines reçoit la permission de procéder à la réalisation du projet de gazoduc de la route de l'Alaska, et les travaux de construction débutent en août sur le tronçon ouest. L'accord initial convenu entre le Canada et les États-Unis fixe au 1er janvier 1983 la date à laquelle le projet doit être terminé. Une extension en direction nord vers l'Alaska demeure toutefois à l'étape de la planification. ■ Le Sommet de Venise publie une déclaration relativement à une stratégie de politique énergétique visant à briser le lien qui existe entre la croissance économique et la consommation d'hydrocarbures. A cette fin, le sommet économique s'entend à dire qu'on doit surtout faire confiance au mécanisme des prix, et que les prix nationaux du pétrole doivent tenir compte des prix mondiaux correspondants. ■ Le prix du pétrole brut, contrôlé par le gouvernement, s'accroît de 2 $ par baril à 16,75 $, comparativement au prix de référence prédominant de l'OPEP, établi à 30 $ par baril. ■ Au 1er septembre, le prix du gaz naturel s'accroît de 30 cents par million de BTU. Le prix du gaz naturel livré à la franchise de Toronto augmente donc à 2,60 $. Un peu plus tôt au cours de l'année, le gouvernement fédéral augmente le prix d'exportation du gaz naturel de 30 p. 100, soit 4,47 $ US par millier de pieds cubes. ■ Le gouvernement fédéral adopte le Programme énergétique national, dont les principaux éléments sont les suivants : la poursuite d'une politique visant à contrôler le prix du pétrole en deçà du prix mondial, afin de protéger le consommateur canadien; une accélération du processus de "canadianisation" de l'industrie; enfin, l'autosuffisance pétrolière dès 1990. Le PEN entraîne avec lui des taxes supplémentaires pour l'industrie.

81 L'Alberta impose des réductions de la production pétrolière en réaction au Programme énergétique national. Le gouvernement annonce qu'un prélèvement spécial compensera les raffineurs de la nécessité pour eux de procéder à des importations supplémentaires en raison des coupures. ■ Une nouvelle politique sur l'adoption et le contrôle du prix du gaz naturel fixe un prix du gaz naturel livré à la franchise de Toronto comme norme applicable au prix gazier du Canada. Cette politique prévoit également l'établissement d'un prix uniforme pour l'ensemble du gaz naturel de l'Alberta traversant la frontière provinciale et consommé dans d'autres provinces. ■ Le gouvernement fédéral adopte un prélèvement spécial à la consommation applicable à la vente des produits pétroliers et du gaz naturel, pour défrayer les coûts de la prise de contrôle de Petrofina par Petro-Canada. ■ Esso interrompt son projet proposé pour l'exploitation intégrée des sables pétrolifères à Cold Lake, projet d'une valeur de 12 milliards de dollars. ■ Le premier ministre propose de faire redémarrer les négociations relatives aux différends avec Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse dans le dossier des ressources extracôtières. ■ Le gouvernement fédéral et les provinces productrices signent un accord sur la tarification et la taxation de l'énergie. Cet accord prévoit des augmentations périodiques de prix afin que le prix du pétrole canadien corresponde dès 1986 à 75 p. 100 du prix international, parallèlement à un double système de tarification (le nouveau et l'ancien). Cet accord détermine que la frontière albertaine est l'endroit où est fixé le prix du gaz naturel, et contremande la taxe fédérale proposée sur les exportations de gaz naturel.

82 La plate-forme de forage semi-submersible Ocean Ranger s'écroule, entraînant la mort de 84 travailleurs ■ La société Alsands Energy Ltd. décide de mettre fin à un projet de 12 milliards de dollars proposé pour l'exploitation des sables pétrolifères. ■ L'Alberta annonce son programme d'activités gazières et pétrolières comme suite à l'Accord énergétique de 1981. ■ Le gouvernement de Terre-Neuve prévoit l'utilisation de plate-formes de forage fixes en béton, dans le cadre d'une politique de mise en valeur des régions extracôtières. ■ Le gouvernement de l'Alberta modifie les stimulants offerts pour la récupération assistée du pétrole, afin d'encourager une plus grande activité dans ce secteur. ■ Le gouvernement fédéral crée la Commission royale sur l'union économique et les perspectives de développement du Canada.

83 L'ONE autorise que l'on exporte 11,5 trillions de pieds cubes de gaz naturel, ce qui double effectivement les volumes autorisés de gaz naturel à l'exportation; l'ONE affecte 850 milliards de pieds cubes de gaz naturel pour le projet LNG proposé par Western (exportations au Japon). ■ La Saskatchewan annonce sa nouvelle politique gazière conçue pour stimuler l'exploration et la mise en valeur des ressources gazières de cette province. ■ Renouveau d'activités dans le secteur des sables pétrolifères. Syncrude entreprend un programme de désengorgement d'une valeur de 1,2 milliard de dollars, qui s'échelonne sur plusieurs années; BP et Petro-Canada annoncent l'élaboration d'un projet de 200 millions de dollars à Wolf Lake; Esso entreprend une phase de son projet de mise en valeur des sables pétrolifères qu'elle possède à Cold Lake, au coût total de 300 millions de dollars. ■ Une loi fédérale crée le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement financé entièrement par l'industrie pétrolière. Ce fonds doit défrayer le coût d'études environnementales et sociales se rapportant aux activités pétrolières et gazières sur les Terres du Canada.

84 Après quatre années d'études et de préparation, c'est le début de la construction de l'oléoduc de Norman Wells, sur une distance de 866 km. La première livraison de pétrole vers le Sud se produit en avril 1985. ■ La Cour suprême du Canada tranche en faveur du gouvernement canadien pour ce qui est de sa juridiction extracôtière. ■ L'accord de 1982 intervenu entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion conjointe des ressources pétrolières et gazières est conclu. Le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse paraphent un accord amélioré en 1986. ■ L'Association pétrolière du Canada publie une proposition pour une nouvelle politique pétrolière et gazière au Canada. ■ Les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve s'entendent sur la gestion conjointe des ressources du sous-sol extracôtier au large de Terre-Neuve; au début 1985, les gouvernements signent une entente formelle, l'Accord de l'Atlantique. ■ Une importante découverte dans la mer de Beaufort, Amauligak J-44, est subséquemment confirmée par forage en eau profonde.

85 L'Accord de l'Ouest est une entente convenue entre les gouvernements du Canada et des provinces productrices quant à la tarification et la taxation de l'énergie; cet accord signale que l'industrie gazière et pétrolière en reviennent au marché libre, et c'est la fin du Programme énergétique national de 1980. ■ Le gouvernement fédéral annonce un cadre nouveau régissant les investissements dans les régions pionnières du Canada, en remplacement de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada (1982). Il s'agit d'un cadre de gestion des ressources axé sur les marchés, allié à un nouveau régime fiscal applicable aux régions pionnières. ■ La société Panarctic effectue sa première livraison historique de pétrole en provenance de l'Arctique canadien; 16 000 mètres de brut en provenance du champ pétrolier Bent Horn arrivent à Montréal. ■ Un accord fédéral-provincial portant sur les marchés et la tarification du gaz naturel prépare la voie à un régime de tarification pleinement soumis aux lois du marché et à un accès plus libre des marchés nationaux et d'exportation.

86 Écroulement du prix du pétrole à l'échelle mondiale. Le gouvernement fédéral et les provinces productrices réagissent en ajustant les régimes fiscaux et de redevances pour aider l'industrie à s'adapter aux profonds changements affectant l'économie de l'exploration et de l'exploitation. ■ L'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers est mis sur pied. ■ L'ONE annonce une nouvelle formule (la méthode de calcul du ratio réserves/production) pour déterminer quel est le surplus de gaz naturel disponible aux fins d'exportation. Cela donne aux producteurs gaziers un accès plus libre aux marchés d'exportation. ■ Le gouvernement fédéral met fin à la taxe sur les revenus pétroliers et gaziers. ■ La Commission sur les pratiques commerciales restrictives rejette les accusations à l'effet que les sociétés pétrolières canadiennes ont surfacturé les consommateurs par une marge de 12 milliards de dollars. C'est la fin d'une enquête de 13 ans.

87 L'Alberta remplace son "Crude Oil Market Prorationing System" vieux de 36 ans pour permettre aux marchés de déterminer le niveau ultime de production. ■ Le gouvernement fédéral annonce la création du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur pour stimuler les emplois, les investissements et les activités de l'industrie pétrolière et gazière. ■ L'ONE annonce une nouvelle formule axée sur le marché pour déterminer les niveaux excédentaires de gaz naturel disponibles à l'exportation. ■ Le gouvernement fédéral dépose son projet de réforme fiscale. ■ Une production d'essai en provenance du gisement Panuke F-99 est la première livraison de pétrole brut provenant des régions extracôtières de l'Est canadien.

88 L'Accord canado-américain de libre-échange est adopté. ■ Le gouvernement fédéral dévoile le Programme canadien d'encouragement à l'exploration pour appuyer le financement par voie d'action accréditive. ■ Le consortium Hibernia en arrive à une entente de principe avec les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve pour procéder à la mise en valeur du champ pétrolier Hibernia. ■ Le Canada, l'Alberta et la Saskatchewan signent un accord de coopération conjointe avec la société Husky pour la construction d'une raffinerie de mazout lourd d'une capacité de 46 000 barils par jour. ■ Amoco Canada réalise sa prise de contrôle de Dome Petroleum, d'une valeur de 5,5 milliards de dollars; il s'agit de la plus importante prise de contrôle d'une société dans l'histoire du pays. ■ On en arrive à une entente de principe quant à l'Entente sur l'énergie dans le nord; on accepte les clauses d'une entente pour ce qui est des revendications territoriales des Dené et des Métis dans les Territoires du Nord-Ouest. ■ Un accord est conclu pour la construction d'un gazoduc reliant l'île de Vancouver à la terre ferme.

La rétrospective des évènements de 1989, fait partie des rapports des présidents des comités généraux aux pages douze à vingt-trois.

L'industrie pétrolière a connu une année décevante en 1989, mais les perspectives de la nouvelle décennie engendrent un certain optimisme. Les activités de forage et les dépenses en immobilisations du secteur canadien d'amont connaîtront un rebondissement en 1990. La construction des gazoducs se poursuivra activement pendant quelques années.

La hausse du prix du pétrole a compensé l'an dernier pour une chute de 3 p. 100 de la production pétrolière. La faiblesse des prix du gaz naturel a atténué les effets d'une croissance de 6 p. 100 de la production gazière. Les dépenses consenties au poste de l'exploration et de la mise en valeur ont diminué de quelque 24 p. 100. L'Agence de surveillance des prix du secteur pétrolier a rapporté que le taux de rendement des capitaux moyens investis par le secteur d'amont pendant la première moitié de l'année s'établissait au piètre niveau de 3,7 p. 100.

Investissement et rationalisation

Le secteur d'amont a été modifié en profondeur à cause de l'interaction des facteurs suivants : acquisitions, fusions, faillites, intérêts minoritaires et ventes de biens non essentiels. A un certain moment, des biens d'une valeur dépassant les 5 milliards de dollars ont été mis en vente. Ce processus de rationalisation se poursuivra en 1990, tout spécialement au sein de la petite et de la moyenne entreprise. Ce phénomène s'explique en partie par une modification récente apportée au régime albertain de redevances par crédits fiscaux, qui a éliminé certains obstacles gênant cette rationalisation rendue nécessaire depuis longtemps.

Les marchés financiers de l'industrie pétrolière ont fait preuve d'une vigueur surprenante au cours de l'année. Le total du financement a dépassé le niveau atteint en 1988, dans une très large mesure. Les 4 milliards de dollars obtenus représentent une augmentation de quelque 3 milliards de dollars par rapport à 1988.

On note une légère augmentation des revenus de l'industrie provenant des activités d'amont, malgré l'incertitude des prix en 1989. L'industrie a obtenu de meilleurs prix pour son pétrole brut, mais sa production a quelque peu chuté. Par contre, des volumes plus importants de gaz naturel ont été vendus sur les marchés national et d'exportation, mais à des prix moyens inférieurs. Le résultat net de cette situation s'est soldé par une hausse de revenus.

Le cours élevé du dollar canadien a eu son importance. Les prix du pétrole brut canadien sont à la remorque des prix du brut West Texas Intermediate, mais s'expriment cependant en devises canadiennes.

Le tableau 1 représente les prix du pétrole exprimés en dollars US et canadiens pour les quatre années débutant en 1986.

En prenant 1986 comme point de référence, ce tableau démontre comment la remontée du dollar canadien affecte les revenus de l'industrie pétrolière. Le prix nominal du brut s'établissait en 1989 à seulement 11 p. 100 de plus que le prix moyen de 1986, soit l'année de l'écroulement des marchés. En calculant quelle a été l'inflation au niveau des champs pétrolifères, le prix véritable du brut en 1989 s'établissait en deçà du prix moyen d'un baril de pétrole vendu pendant la crise de 1986.

Le renforcement du dollar canadien depuis 1986 a occasionné pour l'industrie en 1989 un manque à gagner, au poste des revenus pétroliers, de l'ordre de 2,5 milliards de dollars. Voilà donc la principale raison de la réduction des activités de forage et de la diminution des investissements. Un autre important facteur expliquant le ralentissement de l'an dernier : l'industrie a compensé pour l'année 1988, alors que les dépenses effectuées au poste des immobilisations et de l'exploration avaient dépassé l'encaisse disponible.

En 1989, l'industrie a foré 5 700 puits au total. Ce chiffre représente une diminution de 36 p. 100 par rapport au 8 886 puits forés en 1988. L'importance accordée aux forages gaziers a consacré le renversement de la tendance dominante des dix dernières années, alors que les forages de puits de pétrole étaient nettement plus nombreux. On s'attendait depuis longtemps à une transformation massive du secteur des forages, et ce mouvement a pris beaucoup d'ampleur en 1989. Certaines sociétés se sont consolidées, alors que d'autres se fusionnaient ou déclaraient faillite. La plupart des importants entrepreneurs ont participé à ces transactions en 1989; les petits entrepreneurs suivront sans doute dans leur foulée. A mesure que se produisent ces changements, la structure de propriété du secteur se modifie en profondeur. A une certaine époque, 90 p. 100 des sociétés canadiennes d'entreprises de forage étaient exploitées par leur propriétaire, alors qu'à présent, les banques ou le public détiennent progressivement les titres de propriété de ces entreprises.

Il n'a pas été surprenant de constater une réduction de 24 p. 100 des dépenses d'immobilisation et d'exploration en 1989. L'industrie a choisi de respecter ses prévisions budgétaires d'origine, en dépit du fait que le prix du pétrole était supérieur aux projections formulées par les plans d'entreprise pour l'année 1989. Cette situation reflète un changement de l'attitude commerciale de l'industrie, qui s'intéresse actuellement davantage aux investissements susceptibles de produire un mouvement d'encaisse immédiat.

Les dépenses effectuées en 1990 par le secteur d'amont croîtront probablement de 10 à 15 p. 100 (selon le prix du pétrole) pour atteindre 6,3 milliards de dollars ou plus. La croissance anticipée de la demande des marchés canadien et extérieur au chapitre du gaz naturel occasionneront des investissements dans les secteurs de l'exploration et de la mise en valeur des gisements gaziers.

Gaz naturel et pipelines Cette situation traduit bien l'optimisme affiché par l'industrie canadienne pour ce qui est de l'avenir du gaz naturel dans les années 1990. Cependant, pour pouvoir profiter des perspectives envisagées, il faudra d'abord procéder à des investissements de l'ordre de plusieurs milliards de dollars pour élargir la capacité d'écoulement des réseaux de pipeline. Essentiellement, le réseau pipelinier n'a plus aucune capacité excédentaire.

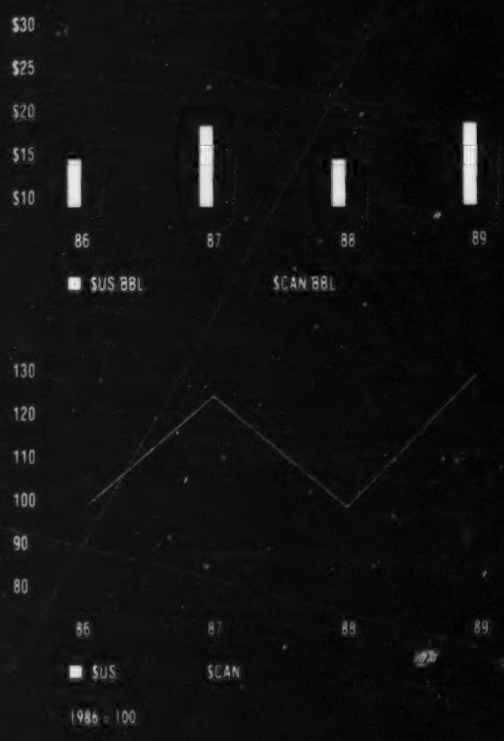
TransCanada vient de compléter une expansion de son réseau à un coût de 600 millions de dollars. Cette expansion fera augmenter la capacité d'écoulement gazier du réseau pour satisfaire à l'augmentation des volumes domestiques et d'exportation. Un autre programme d'expansion d'une valeur de 600 millions de dollars est déjà en cours.

Pour assurer un écoulement supplémentaire de 830 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour, dans le cadre des nouvelles ententes de services déjà conclues, la société TransCanada planifie pour l'année 1991-1992 un programme d'expansion de son réseau, au coût de 2,6 milliards de dollars. Ce programme comprend la pose d'un gazoduc sur une distance de 1 592 km, l'installation de 21 compresseurs et de 2 stations de compression.

La société NOVA se propose de dépenser quelque 3 milliards de dollars au cours des 5 à 6 prochaines années afin d'accroître la capacité d'écoulement de son réseau. NOVA possède le réseau collecteur albertain utilisé pour les ventes de gaz naturel à l'extérieur de la province, lequel sert aussi au transport d'une faible quantité de gaz provenant de la Colombie-Britannique. Ce réseau fonctionnait à pleine capacité pendant l'hiver 1988-1989, et a aussi affiché des niveaux élevés d'écoulement au début de l'année 1990. Quant à l'année contractuelle 1989-1990, l'ensemble de la capacité réelle de production disponible a été retenue par contrat, de même que la capacité de production disponible en 1990-1991 grâce à la construction d'installations supplémentaires d'une valeur de 500 millions de dollars.

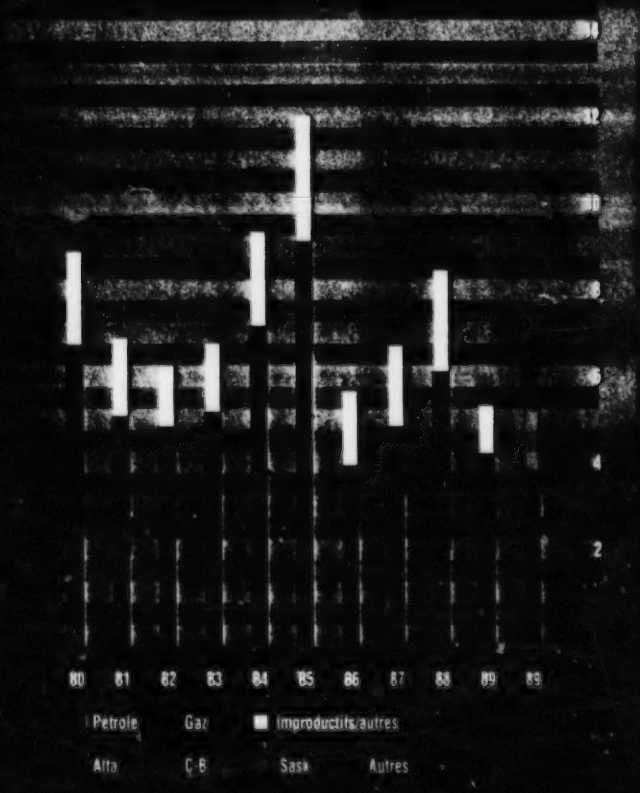
I. WTI NYMEX

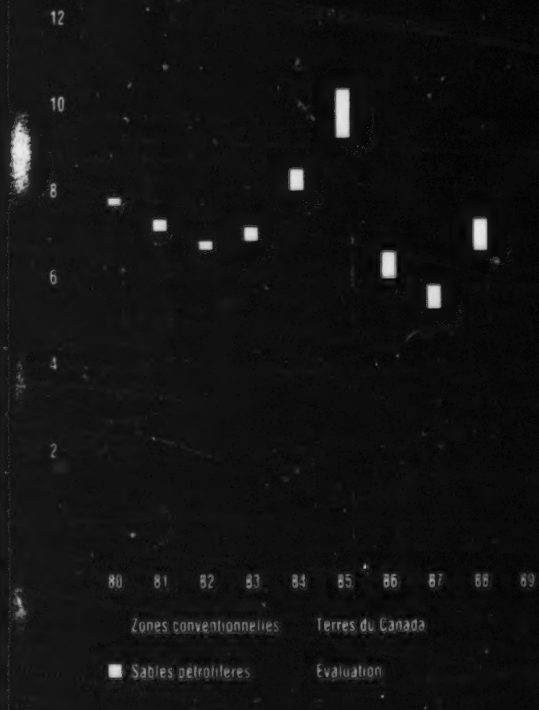
La hausse du prix mondial du pétrole a été tempérée l'année dernière par le cours élevé du dollar canadien

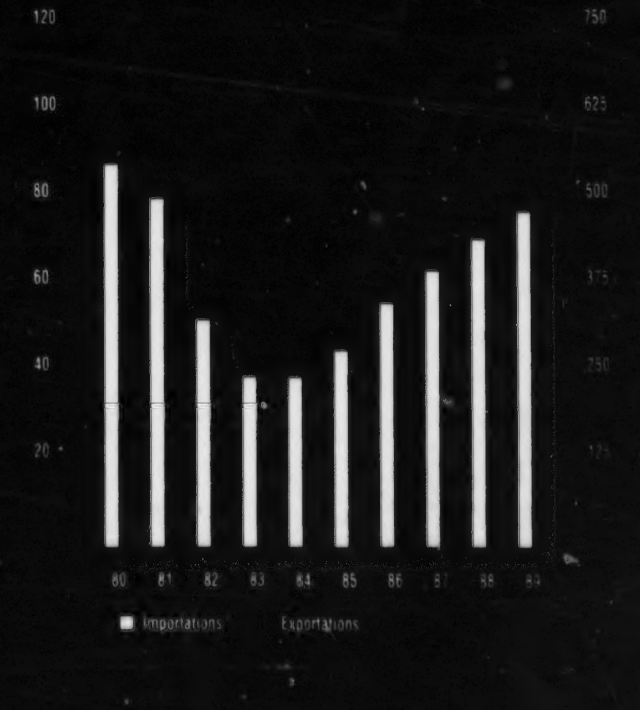


III. Forages achevés

La baisse importante des activités de forage en 1989 est surtout attribuable à la diminution des forages pétroliers entrepris, surtout en Alberta. Les forages gaziers se sont maintenus.







II. Dépenses d'exploration et de mise en valeur

IV. Importations et exportations de pétrole brut

Pour ce qui est des oléoducs, la société Interprovincial a décidé de ne pas procéder à un projet d'expansion pour désengorger son réseau. Les nouvelles prévisions de production pétrolière tiennent compte de la réduction des forages pétroliers et de la diminution véritable de la production pétrolière conventionnelle. Tous ces facteurs ont laissé croire qu'une expansion n'était pas nécessaire.

Exploration En raison de la diminution du nombre de forages entrepris en 1989, les médias ont déclaré que les principaux acteurs de l'industrie pétrolière se désintéressent du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Des reportages ont laissé croire que certaines sociétés modifient leurs budgets d'exploration au profit de théâtres d'activités étrangers. Si l'on s'en tient à l'intérêt que manifeste notre industrie à l'égard des ventes de terrains gouvernementaux, rien n'est plus faux. Les acquisitions de terrains réalisées l'an dernier par l'industrie occupent la troisième place pour les années 1980. Les compagnies ont acheté les droits d'exploitation pétrolière rattachés à des terrains d'une superficie atteignant presque 3,6 millions d'hectares (soit 9 millions d'acres), ce qui correspond à des droits d'entrée d'une valeur totale de 486 millions de dollars.

L'industrie a également acquis les droits de forage extracôtier au large de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Les compagnies ont consenti des engagements financiers d'une valeur totale de 19,6 millions de dollars pour trois blocs à l'occasion d'une vente de droits d'exploitation extracôtière du plateau Scotian. De plus, cinq blocs du bassin Avalon, au large des côtes de Terre-Neuve, ont été cédés et représentent des engagements financiers d'une valeur de 49,7 millions de dollars. Cette conjoncture démontre bien que l'industrie ne délaisse pas du tout le potentiel géologique de ces régions, bien que l'on doive tenir compte des restrictions économiques en présence.

Notons que la société LASMO, récemment établie au Canada, a obtenu le droit d'exploitation dans le secteur adjacent au nouveau gisement pétrolifère Cohasset. Depuis lors, cette compagnie a déposé une demande auprès de l'Office des hydrocarbures extracôtiers pour exploiter les champs pétroliers Cohasset et Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse, en échange d'une somme de 200 millions de dollars. Bien que la demande ne fasse aucune projection quant à la date de mise en oeuvre, elle laisse entendre que l'industrie ne néglige aucunement les perspectives commerciales, même à une époque où la conjoncture économique s'avère incertaine.

Il y a certaines signes positifs à l'effet que le projet Hibernia, d'une valeur de plusieurs milliards de dollars, ira de l'avant, malgré un certain retard. Un consortium réunissant les sociétés Mobil, Chevron, Gulf et Petro-Canada a créé une nouvelle société responsable de la mise en valeur et de l'exploitation de ce nouveau gisement pétrolifère au large des côtes de Terre-Neuve. Les gouvernements et les sociétés ont convenu d'une date limite au milieu des années 1990 pour la mise en place d'un accord entraînant des obligations légales.

Sables pétrolifères La mise en valeur des sables pétrolifères a perdu un peu de son éclat, compte tenu de la situation du prix du pétrole en 1988. Les intéressés gardent cependant l'espoir de pouvoir exploiter cette énorme ressource. Bien qu'une décision finale au sujet du projet d'extraction minière OSLO, d'une valeur de 4,2 milliards de dollars, ne sera pas prise avant 1991, le projet va quand même de l'avant. Des négociations sont en cours pour terminer la préparation d'une entente obligatoire et définitive liant les gouvernements et le consortium des six sociétés intéressées. Un programme de carottage entrepris sur place a identifié un dépôt bitumineux de très haute qualité. La quantité de bitume pouvant être exploité en surface est de l'ordre de 475 millions de mètres cubes (soit 3 milliards de barils).

L'arasement du sol a débuté en 1989 en prévision de la construction d'une raffinerie de mazout lourd; ce projet de 1,3 milliard de dollars intéresse deux provinces, et les travaux d'ingénierie vont de l'avant. Cette raffinerie d'une capacité de 7 250 mètres cubes (46 000 barils) par jour doit être mise en service dès 1992, et il s'agit d'un projet conjoint entre Husky Oil, d'une part, comme exploitant, et trois gouvernements.

Dans le cadre du projet d'exploitatin insitu de bitume entrepris à Cold Lake par la société Esso, une importante mise à l'essai se produit au titre de la recherche et du développement. La société veut éprouver une nouvelle technique de combustion du charbon ne dégageant qu'un faible taux d'émission et produisant de la vapeur servant à la production de mazout lourd. Ce système évaluera la capacité de nouveaux brûleurs de pouvoir contrôler les émissions de SO_2 et de NO_x lors de la combustion de charbon sous-bitumineux. Si le procédé réussit, cela pourrait constituer une solution de rechange à la combustion du gaz naturel pour la production de vapeur.

Politique Du côté fiscal, les législateurs n'ont pas été tendres à l'endroit de notre industrie. En raison des dérangements et des distorsions qu'ils engendrent, les programmes intermittents de mesures incitatives des gouvernements n'ont pas trouvé la faveur de l'industrie. Quoi qu'il en soit, ces programmes ont fourni des allègements fiscaux et amélioré la situation économique de l'industrie. L'interruption de ces programmes et l'absence de modification au régime de redevance ou à d'autres mesures compensatoires ont fait considérablement augmenter le fardeau fiscal imposé au secteur d'amont.

En 1989 prenait fin le programme albertain d'exonération des redevances sur le pétrole brut. Le gouvernement de cette province a modifié son régime de redevances comportant un crédit fiscal en adoptant une structure axée sur les prix. En vertu de ce régime modifié, un versement annuel maximal de 2,5 millions de dollars a été adopté pour chaque société ou compagnie associée. Dans le passé, le taux de pourcentage et le maximum ont connu des variations. Ce taux a varié de 25 p. 100 jusqu'à 95 p. 100. Semblablement, le maximum a varié de 1 à 4 millions de dollars. En vertu du nouveau régime, le pourcentage variera beaucoup. Un taux de 85 p. 100 sera appliqué lorsque le prix du pétrole chutera en deçà de 15 $ US par baril. Ce taux diminuera à 25 p. 100 lorsque le prix du baril de pétrole atteindra 30 $ US. A 20 $ US par baril, le taux prévu est de 73 p. 100. Ce nouveau régime a été adopté pour une période de cinq ans.

Le gouvernement de la Saskatchewan a reporté jusqu'au 30 juin 1990 son exonération des redevances et des taxes pour ce qui est de l'exploitation spéciale des puits et des inondations. Cette mesure n'a cependant pas beaucoup stimulé les activités en la matière.

Côté fédéral, l'industrie se prépare à l'application de la taxe sur les produits et services, d'une valeur de 7 p. 100, à partir du 1er janvier 1991. Il s'agit d'une taxe sur la valeur ajoutée comportant des crédits d'entrée; cette taxe remplacera l'actuelle taxe de vente à la fabrication. Bien que l'industrie puisse transmettre le fardeau de cette taxe (dont les exportations seront exemptes), cette nouvelle mesure entraînera un nouveau fardeau administratif.

Afin de compenser pour la diminution du taux de 9 p. 100 qui avait été proposé à l'origine, le gouvernement a décidé, entre autres mesures fiscales, de faire augmenter le taux de l'impôt sur les grandes sociétés, lequel passera de 0,175 p. cent à 0,2 p. cent. Cette mesure accroîtra d'autant le fardeau déjà démesuré imposé à l'industrie pétrolière.

de l'industrie
nes ont fourni
ore la situa-
L'interruption
de modifica-
à d'autres
considérable-
l'imposé au

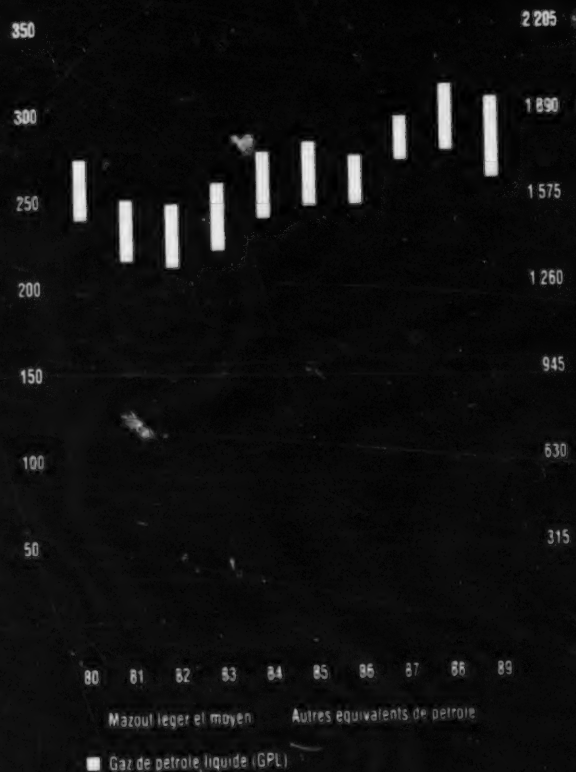
ramme alber-
s sur le pét-
cette province
ices compor-
une structure
régime modi-
il de 2,5 mil-
r chaque
Dans le passé
imum ont
vaire de 25 p.
lement, le
ns de dollars
pourcentage
5 p. 100 sera
de chutera en
ux diminuera
aril de pétrole
ar baril, le taux
veau régime a
cinq ans
Katchewan a
n exonération
r ce qui est de
et des inonda-
nt pas beau-
matière
prépare à
roduits et ser-
à partir du
taxe sur la
rédits d'entre-
axe de vente à
le puisse
axé dont les
cette nouvelle
ardeau

diminution
e propose à
ide, entre
augmenter le
sociétés, lequel
p. cent. Cette
veau déjà
pétrolière.

V. Production d'hydrocarbures liquides

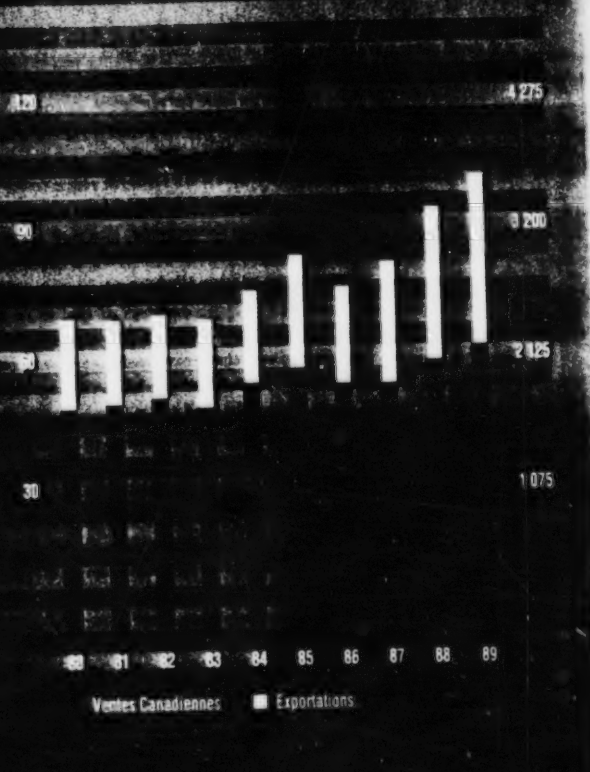
La production de brut léger et moyen a atteint son plus faible niveau de la décennie. Cette situation reflète la faiblesse du niveau des forages pétroliers et la diminution constante des gisements naturels. Côté revenu, la hausse du prix du pétrole a compensé la réduction de la production.

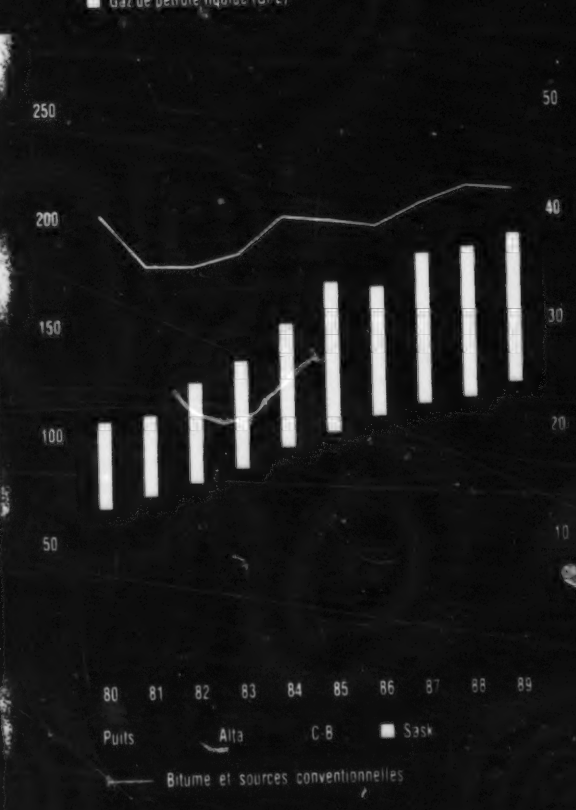
En milliers de mètres cubes par jour — En milliers de barils par jour

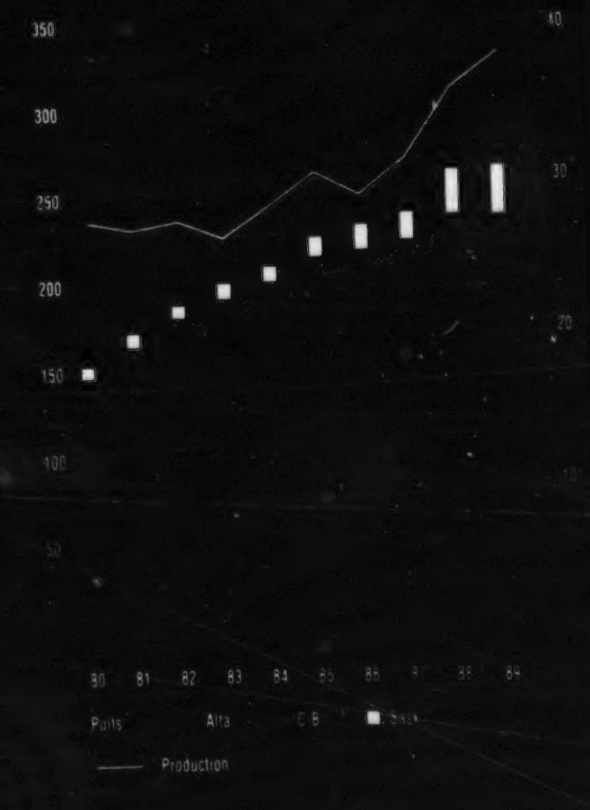


La production gazière a établi un deuxième record consécutif en raison de l'augmentation des ventes canadiennes et à l'exportation. La hausse des volumes de gaz naturel n'a cependant pas compensé la perte de revenus imputable à la faiblesse de son prix.

En milliards de mètres cubes — En milliards de pieds cubes







En dépit de progrès considérables, la déréglementation des marchés et des prix du gaz naturel s'est transformée en un défi plus important que celui auquel on s'attendait. Résultat, 1989 a été une autre année fort occupée pour le Comité sur la politique gazière. Toutefois, le Comité doit demeurer vigilant pour s'assurer que des agissements inappropriés ne nuisent à l'excellente perspective qui s'ouvre à l'industrie gazière.

Les réseaux de gazoducs NOVA et TransCanada doivent augmenter leur capacité d'écoulement. TransCanada recevait le feu vert pour une expansion de 666 millions de dollars. La plupart de ces nouvelles installations desserviront les marchés gaziers du Nord-est américain vers la fin de l'année 1990.

Le comité a poursuivi ses interventions lors des audiences en matière de réglementation. Voilà une façon rentable pour l'industrie de se faire entendre. Lors d'une audience de l'ONE, l'APC a soutenu qu'il est nécessaire de prévoir un test économique pour évaluer l'utilité de nouveaux gazoducs. Une expansion mal planifiée du réseau des gazoducs ne dessert pas les intérêts des producteurs, et des critères bien définis doivent déterminer quels marchés seront desservis. L'ONE partage les préoccupations de l'Association et convient qu'il est nécessaire d'éprouver la faisabilité économique de telles expansions. Cependant, l'ONE a rejeté le critère de 1,2 proposé par l'APC. Cette question est encore à l'étude dans le cadre d'une demande d'expansion de 2,6 milliards de dollars, déposée par TransCanada.

Au cours de la même audience, l'Association a argué avec succès que le coût de la protection contre une perte unitaire ne doit pas dépasser sa valeur potentielle. L'ONE a accepté cet argument et rejeté la demande de TransCanada. Aucune interruption de service due à une panne de compresseur ne s'est produite depuis quatorze ans.

Le Comité a poursuivi ses consultations avec NOVA au sujet des plans d'expansion du réseau de gazoducs de cette société. Ce processus portait aussi sur d'autres sujets intéressant NOVA, tels que les droits de passage des gazoducs en Colombie-Britannique, et les critères économiques applicables à la construction de nouvelles voies latérales, et de nouvelles stations de comptage.

Le Comité a également participé à quatre audiences de l'Office national de l'énergie sur les tarifs et droits de passage de TransCanada et de Westcoast. La phase II des audiences sur les droits de passage de TransCanada pour 1988 et 1989 a porté sur les coûts rattachés aux services, le courtage de la capacité et le recouvrement excessif des coûts fixes par la Great Lakes. L'APC a soutenu l'argument que TransCanada ne doit pas recouvrer, grâce à ses droit: de passage, le montant total du recouvrement excessif des coûts fixes de Great Lakes. Pour ce qui est des questions relatives aux coûts du service, l'Association a déposé un témoignage recommandant un taux de rendement et un ratio appropriés pour la participation commune.

Les deux audiences Westcoast se sont penchées sur les tarifs et les droits de passage pour l'année 1990. La phase I portait sur les questions des attributions et des droits de passage. Parmi ces dossiers, notons la politique de Westcoast en matière d'attribution de la capacité, les procédures d'attente, les droits de renouvellement, l'auto-déplacement, l'attribution d'une capacité sujette à interruption, ainsi qu'une proposition de droits de passage promotionnels pour le gazoduc de l'île de Vancouver. La phase II étudiait les dossiers rattachés au coût du service. Un nouveau groupe de travail comprenant des membres de l'industrie et de Westcoast, ainsi que des représentants de l'APC, a résolu certaines questions en marge du processus d'audience, ce qui a permis une économie de temps véritable lors des audiences.

Le comité a participé à l'examen des contrats de la Western Gas Marketing et des sociétés locales de distribution, examen effectué par la Commission de l'énergie de l'Ontario et par la régie des services publics du Manitoba. La principale question était de déterminer le caractère raisonnable du prix du gaz naturel versé par les consommateurs résidentiels et commerciaux de l'Ontario et du Manitoba. Les organismes de réglementation ont donné leur aval aux contrats.

Au cours de l'année, l'ONE a passé en revue les besoins d'approvisionnement en gaz naturel correspondant à l'expansion des réseaux de gazoducs de TransCanada en 1991 et 1992. L'APC était d'avis que TransCanada ne doit pas procéder à la construction de tels aménagements à moins que des contrats définitifs aient été prévus pour assurer l'approvisionnement, le transport et l'achat du gaz naturel pendant une période de dix ans. Une telle politique ferait en sorte que les nouvelles installations soient utilisées à long terme.

L'APC est intervenue en 1989 dans certains dossiers touchant la politique gazière américaine, tout particulièrement en ce qui concerne Northwest Pipeline, Northern Natural et Great Lakes. L'Association a déposé une demande auprès de la FERC pour l'émission d'une directive déclaratoire exigeant que Great Lakes dépose ses nouveaux tarifs en vigueur le 1er juillet 1989. La raison de cette demande était la suivante : Great Lakes avait obtenu un taux de rendement atteignant presque 40 p. 100 en 1988, mais ne prévoyait déposer une nouvelle tarification qu'en juillet 1990. La FERC a accepté les arguments de l'APC et enjoint Great Lakes de déposer une nouvelle tarification au 1er juillet 1989. Cette démarche s'est soldée par une réduction des tarifs de l'ordre de 12 p. 100, soit 17,4 millions de dollars US. Conséquemment, les droits de passage de TransCanada ont également été réduits. L'APC a l'intention d'intervenir en 1990 lors des audiences de Great Lakes.

Les deux principales questions abordées lors des audiences sur la tarification de Northwest Pipeline ont été les tarifs d'affranchissement et la suppression des coûts de collecte des tarifs de transmission. L'APC et l'IPAC ont appuyé le principe de tarifs basés sur le kilométrage. La convention intervenue au cours de la phase I a effectivement fait sauter une importante partie des coûts de collecte des tarifs de distribution. Les autorités de réglementation se pencheront sur le dossier du taux de l'affranchissement au cours de la phase II. Quant au dossier des tarifs de la Northern Natural, la principale préoccupation de l'APC portait également sur les tarifs d'affranchissement. L'Association appuiera l'argument de tarifs basés sur le kilométrage.

Voilà donc quelles ont été les principales activités du Comité sur la politique gazière lors des audiences canadiennes et américaines en matière de gaz naturel. A l'ordre du jour du comité, on retrouvait également une foule de questions secondaires; on s'attend à ce que 1990 soit une année tout aussi occupée.

IRV KOOP
Vice-président principal
BP Canada Inc.

Les marchés du gaz naturel provenant de l'Ouest canadien croissent rapidement alors que l'industrie arrive au seuil des années 1990. La principale explication de cette nouvelle croissance est la déréglementation occasionnée par l'Accord de l'Ouest et d'autres politiques nouvelles adoptées pendant la période allant de 1984 à 1987.

Cette déréglementation a entraîné l'élimination de la tarification contrôlée par le gouvernement, ce qui permet ainsi aux marchés de déterminer les prix du gaz naturel. Cela a aussi occasionné l'élimination de l'exigence de l'ONE relative au calcul des excédents, et permis l'utilisation du gaz bloqué pour réaliser de nouvelles ventes. Ces faits nouveaux se sont produits dans le contexte de la croissance rapide des marchés gaziers nord-américains.

L'expansion de ces marchés, malgré son caractère positif, se fera cependant à grands frais. Les producteurs devront défrayer l'expansion du réseau de gazoducs indispensable à la desserte d'un marché en plein essor.

Dans le contexte de cette nouvelle déréglementation, le contrat d'importance a été celui régissant les ventes d'exportation de Shell Canada à l'État du Maine. Shell avait soumis au début de 1986, une demande pour l'exportation de gaz naturel au distributeur Granite State du Maine grâce à la transformation en gazoduc d'un tronçon du réseau d'oléoducs Portland-Montréal. Les exportations ont débuté en 1988.

Ce projet a précédé une foule d'autres ventes de gaz naturel à l'exportation en direction du Nord-est américain. L'impulsion initiale a été donnée par le projet Albert Northeast, lequel réunissait un consortium de distributeurs de gaz naturel en Nouvelle-Angleterre. ANE a reçu un permis d'exportation en 1987, mais l'ensemble de ses livraisons de gaz naturel ne commencera à transiter qu'à la fin de l'année 1991; cela s'explique surtout en raison de retards d'ordre réglementaire affectant l'approbation et la construction du projet Iroquois Pipeline, d'une valeur de 644 millions de dollars. De 1987 à 1989, certaines compagnies ont déposé plus d'une trentaine de demandes d'exportations additionnelles auprès de l'Office national de l'énergie pour desservir les marchés du Nord-est américain.

La plupart des nouvelles ventes ont été faites à des usines de cogénération, et il s'agit d'un tout nouveau type de marché pour le gaz naturel canadien. (Les usines de cogénération produisent à la fois de la vapeur ou de la chaleur servant à alimenter une usine adjacente, et de l'électricité vendue à un service local).

Ailleurs dans le réseau TransCanada, les exportateurs ont réalisé des ventes nouvelles au Midwest américain (surtout au Michigan). Dans l'Est canadien, les prix avantageux du gaz naturel et une économie en plein essor ont contribué à la croissance significative des marchés du gaz naturel au pays.

Afin de pouvoir satisfaire toutes les demandes de services de transport découlant ces nouvelles ventes, TransCanada a entrepris un programme d'expansion pour doubler la capacité d'écoulement de son réseau dès 1992. Les gazoducs de Great Lakes Gas Transmission et d'Union Gas font partie intégrante du réseau TransCanada et doivent également faire l'objet d'une expansion. Les coûts entraînés par l'expansion du réseau de gazoducs de TransCanada s'élèveront à 4 milliards de dollars pour la période quinquennale se terminant en 1992. Les expansions des réseaux de Great Lakes et Union Gas entraîneront des dépenses supplémentaires de 733 millions de dollars. Il est probable que l'on procédera à une expansion additionnelle des réseaux TransCanada/Great Lakes, puisque TCPL a reçu de nombreuses demandes additionnelles de service que ne saurait satisfaire l'expansion proposée pour 1991/1992.

L'expansion du réseau de gazoducs est aussi nécessaire en aval du réseau TCPL jusqu'aux transporteurs américains. Pour pouvoir faire transiter les exportations accrues de gaz naturel, les sociétés américaines de gazoducs prévoient des constructions nouvelles valant 1 milliard de dollars. Ce total comprend 644 millions de dollars pour le gazoduc Iroquois, 154 millions de dollars pour le pipeline Algonquin et 276 millions de dollars pour le gazoduc Tennessee.

Au total, une expansion des réseaux de gazoducs, d'une valeur atteignant presque 6 milliards de dollars, a été réalisée ou est sur le point de se réaliser à l'Est de l'Alberta pendant la période allant de 1988 à 1992.

A l'Ouest, divers intéressés ont proposé de réaliser des ventes dans la région de la côte américaine du Pacifique; deux sociétés ont pris les devants. Pacific Gas Transmission propose d'ajouter une boucle de 1,1 milliard de dollars à son propre réseau pour transporter un supplément de 25 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour jusqu'au sud de la Californie et vers la région du Nord-Ouest américain. D'autre part, le projet Altamont - parrainé par Amoco, Petro-Canada, Shell, Tenneco Gas et Montan & Power - envisage la construction d'un nouveau gazoduc d'une valeur de 713 millions de dollars et d'une capacité de 20 millions de mètres cubes par jour, allant de la région du Sud de l'Alberta jusqu'à un nouveau gazoduc américain reliant le Wyoming au sud de la Californie. Bien que les sociétés Altamont et Pacific Gas disent avoir obtenu des engagements formels de la part de fournisseurs de gaz naturel, l'ONE n'a pas reçu jusqu'à présent de demandes d'exportations. Ces deux gazoducs doivent être mis en service dès novembre 1993.

Foothills - Northern Border a proposé d'accroître les livraisons de gaz naturel au Midwest américain en augmentant la capacité d'écoulement du réseau actuel et en construisant un tronçon, d'une valeur de 650 millions de dollars, sur une distance de 600 kilomètres jusqu'à la région de Chicago. Grâce à ce projet, le niveau des exportations additionnelles de gaz naturel augmenterait en 1992 à 28 millions de mètres cubiques par jour. Tout comme pour les projets californiens, l'ONE n'a reçu jusqu'ici aucune demande d'exportation de gaz naturel pour ce marché.

Pour desservir la totalité des accroissements de livraisons proposées en provenance de l'Alberta, NOVA donne suite à un programme d'expansion de son réseau de gazoducs pendant six ans. NOVA se propose d'ajouter dès 1993 de nouvelles installations d'une valeur de 2,5 milliards de dollars pour accroître sa capacité annuelle de production à environ 90 milliards de mètres cubes. La compagnie devra poursuivre son expansion après 1993 si la croissance du marché continue par la suite.

Si tous les projets envisagés se concrétisent, la production de gaz naturel canadien commercialisable pourrait s'accroître de 96 milliards de mètres cubiques en 1989 à environ 132 milliards de mètres cubiques dès 1993. De ce chiffre, environ 70 milliards de mètres cubiques iraient aux exportations. Le secteur pipelinier pourrait ajouter plus de 10 milliards de dollars en expansions de gazoducs dès 1993 pour transporter les volumes de gaz supplémentaires. Près de trois quarts du total affecteraient les gazoducs canadiens; le reste affecterait les transporteurs américains.

Le niveau actuel des réserves gazières commercialisable en provenance des régions conventionnelles est d'environ 2 trilliards de mètres cubes. La production annuelle en 1992 pourrait dépasser 1,12 milliard de mètres cubes. Il s'ensuit donc que l'industrie du gaz naturel doit entreprendre un vigoureux effort de recherche et de mise en valeur au cours des années 1990 pour maintenir ces réserves de gaz naturel, ainsi que sa capacité de livraison. L'industrie gazière du Canada entreprend donc un décennie extrêmement intéressante.

Les comités tombant sous l'égide du Comité général de l'économie et des statistiques ont connu une autre année fort occupée et productive. Les comités se sont penchés sur de nombreuses questions routinières, et se sont tout spécialement intéressés à l'échange de données informatiques, aux initiatives en matière de redevances, ainsi qu'à la taxe sur les produits et services.

Le Comité des douanes et des taxes de vente a dirigé les activités de l'APC pour ce qui est de la TPS. Au cours de l'année, le format définitif de la TPS a été annoncé. L'APC participe au dossier depuis deux ans, et il en résulte une application équilibrée de la TPS pour l'industrie gazière et pétrolière. Facteur très important, une préoccupation principale a été résolue : les redevances échapperont à cette taxe. L'administration de la TPS appliquée aux opérations conjointes permettra aux participants de décider si telle administration doit s'appliquer au niveau de l'exploitant ou du participant.

Le Comité de l'impôt sur le revenu s'est penché sur de nombreuses questions fiscales techniques dans ses soumissions préparées avant le dépôt du budget. Ce Comité soumettait également des mémoires au ministère des Finances au sujet des dépenses réalisées à la récupération, aux questions des investissements disponibles, et de l'impôt sur les grandes sociétés. Le mémoire soumis avant le dépôt du budget de 1990 portait spécifiquement sur la complexité croissante du régime fiscal et sur d'autres questions fiscales techniques qui auraient dû être réglées depuis longtemps.

Le Comité de l'économie a, quant à lui, examiné les questions de redevances; résultat, le Conseil d'administration prenait la décision d'entreprendre un important examen des redevances à l'échelle de l'industrie. Le Comité donnera suite à ce projet en 1990. L'APC et la Industrial Power Consumers Association sont intervenus conjointement dans le dossier de l'hydro-électricité; conséquemment, l'industrie a réalisé une épargne significative au chapitre des coûts. Le Comité a également collaboré avec les groupes de travail examinant les critères applicables à l'expansion des réseaux de pipelines, la prolifération des usines de gaz naturel, l'analyse du rapport coût/efficacité entreprise par l'ONE et les négociations reliées aux redevances sur le pétrole en Colombie-Britannique.

Sous la direction du Comité de l'économie, l'APC a continué de mettre au point ses modèles des mouvements d'encaisse de l'industrie; les composantes relatives au Canada et à l'Alberta sont terminées, et elles peuvent faire des projections à court terme ou sur une période de 10 ans. L'Association transmettra à EMR et aux provinces productrices sa méthodologie, les données, ainsi que les résultats obtenus; cela améliorera la perception commune des dossiers économiques de l'industrie et de sa stratégie commerciale.

Le Comité de l'impôt foncier (anciennement appelé Comité de la taxe sur la valeur ajoutée) s'est intéressé aux changements d'évaluation en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. L'accroissement de la complexité du régime fiscal et des taux d'imposition dans toutes les juridictions constitueront un imposant défi pour ce comité.

Le Comité des réserves a remis à jour les évaluations relatives aux réserves pétrolières et gazières et de sous-produits à la fin de 1988. Le Comité a continué de rencontrer les représentants de ministères et d'organismes gouvernementaux afin de comparer leurs prévisions respectives.

Le Comité des statistiques a poursuivi ses rencontres avec Statistique Canada et l'Agence de surveillance des prix du secteur pétrolier pour vérifier l'enquête annuelle sur les dépenses annuelles de l'industrie d'amont. Au cours de l'année dernière, le comité a été responsable de préparer l'étude sur l'augmentation des coûts en Alberta, document précédemment rédigé sous l'égide du Comité de l'économie.

En 1989, le Comité de la comptabilité a surtout traité de la simplification des procédures comptables applicables à la production et celle des rapports soumis aux divers organismes gouvernementaux. Il s'agissait de déterminer le prix d'exploitation moyen (comptabilité gazière), les modifications aux rapports de production, d'injection et de distribution en Saskatchewan et en C.-B., et les procédures touchant les rapports de production pour les terrains appartenant aux autochtones.

Le Conseil d'administration a approuvé la création d'un Comité permanent sur l'échange des données informatiques. Ce Comité a pour mandat de canaliser les efforts de l'industrie pétrolière pour coordonner ses activités en matière d'EDI, dans la mesure où l'industrie doit adopter le processus de transmission directe des documents d'affaires par voie informatique.

Le Comité sur l'échange des données informatiques a entrepris ses activités au mois de mars. Le sous-comité de l'éducation et de la promotion a fourni des informations sur les initiatives prises par l'industrie pétrolière en matière d'échange de données informatiques et a institué un centre de documentation. Un sous-comité des normes a été créé plus tard pendant l'année pour se pencher sur les dossiers des normes critiques et de la codification. Le comité a créé des voies de communications auprès d'autres participants de l'industrie pétrolière du Canada et auprès de l'organisme responsable de l'EDI, au sein du American Petroleum Institute. Au mois de janvier 1990, les représentants des comités d'EDI, de l'API et de l'APC, se sont rencontrés à Calgary pendant deux jours. A l'occasion de ces rencontres, les sociétés comptables de l'industrie du pétrole américaine et canadienne ont commencé à coordonner leurs activités en matière d'échange de données informatiques.

Les projets courants portent sur la facturation à intérêt conjoint, les allocations de production ainsi que l'échange de données en matière de revenus. Un système d'EDI en matière de transit du pétrole brut a été mis en place, et un groupe d'utilisateurs paie pour l'utilisation de ce service. L'échange de données informatiques suscite un intérêt croissant puisqu'on reconnaît de plus en plus sa capacité de permettre des économies au chapitre des coûts.

DOUG STONEMAN
Vice-président principal
Shell Canada Limitée.

Le problème posé par le blocage de la production pétrolière en raison d'un espace pipelinier inadéquat est disparu en 1989. Une diminution de la production du pétrole léger et moyen a mis fin à sa répartition dans l'oléoduc Interprovincial.

Pour évaluer le besoin des expansions proposées au réseau de pipelines IPL et TransMountain, le Comité du pétrole brut a révisé ses prévisions sur la production probable de pétrole brut. Les nouvelles prévisions envisagent que la production de pétrole sera inférieure aux prévisions antérieures. Résultat, le Comité s'est prononcé contre les expansions envisagées. Le Conseil d'administration a appuyé cette position.

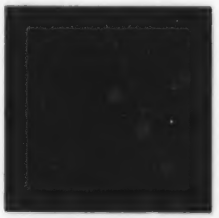
Le Comité a réagi à la demande de l'ONE de se prononcer sur la justesse courante des procédures de modification des droits de passage applicables aux pipelines assurant le transit des produits liquides réglementés par l'ONE. Le Comité s'est également penché sur d'autres questions semblables. Le Comité continue de représenter l'Association au sein d'un groupe de travail de l'industrie et de l'ERCB, lequel étudie les façons d'améliorer le régime modifié de répartition proportionnelle. Une proposition axée sur un "vendeur commun" est présentement à l'étude.

Le Comité participe à la mise au point d'un système d'échange de données informatiques applicable aux livraisons de pétrole brut. Lorsqu'il deviendra fonctionnel, ce système simplifiera énormément les procédures manuelles d'administration et améliorera l'échange d'informations relativement au transit et à la livraison de brut.

Le Comité de la récupération assistée a poursuivi ses délibérations auprès du ministère albertain de l'énergie quant aux modifications prévues à l'article 4.2 de la réglementation provinciale en matière de redevances. L'Association et le ministère ont des points de vue fort différents quant aux résultats de l'application des dispositions de l'article 4.2, sur le plan technique et économique. Le Comité estime que ce programme s'est avéré efficace et a considérablement fait augmenter la production éventuelle des réserves pétrolières. En raison de l'écroulement du marché en 1986, les avantages économiques retirés par l'industrie et le gouvernement ont été inférieurs aux prévisions.

Le Comité des sables pétrolifères et du pétrole lourd s'est intéressé aux questions réglementaires et environnementales. En collaboration avec le Comité des droits miniers, le Comité a continué d'évaluer les changements proposés au régime de baux à long terme pour les sables pétrolifères. Côté environnement, le comité s'est intéressé aux normes applicables à l'élimination des sables oléagineux et à l'épuration des gaz dégagés. Un groupe de travail s'est également penché sur l'utilisation de l'eau et sur d'autres questions environnementales rattachées à l'éventuel pipeline proposé pour la rivière North Saskatchewan. Le groupe de travail a recommandé que l'on reporte la construction du pipeline, pour des raisons environnementales.

1989 Le Groupe de travail sur la sécurité de l'industrie pétrolière d'amont propose 42 recommandations sur les façons d'améliorer la sécurité au travail. 1991 Investissement Canada donne le feu vert à l'acquisition de Texaco Canada Incorporated par l'Impériale, sous réserve d'une revue aux termes de la Loi sur la concurrence.



DON STACY

PDG

La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

En 1989, le gouvernement, l'industrie et le grand public ont manifesté un degré de préoccupation sans précédent au sujet de l'environnement. Cette conjoncture a produit plusieurs nouvelles initiatives au sein de l'APC, ainsi qu'une importante réorganisation des comités environnementaux de l'Association.

Au début de l'année, l'Association réorganisait six sous-comités chapeautés par un Comité de l'environnement. Cette réorganisation a amélioré les communications entre comités et fourni un point central pour examiner les importantes questions environnementales intéressant l'industrie pétrolière. Le nouveau comité a entretenu des rapports multiples avec le groupe de travail sur l'état de préparation aux déversements de pétrole. Le comité s'est également occupé du réchauffement global, du contrôle des NOx/COV, de la gestion des déchets, des compensations prévues pour l'émission de gaz acides, ainsi que des consultations plus adéquates auprès du public.

Le groupe de travail sur l'état de préparation aux déversements de pétrole a évalué la capacité qu'a l'industrie d'amont de pouvoir agir en cas de déversement. Le groupe a aussi identifié les points forts et faibles de l'industrie à cet égard. Résultat : 33 recommandations pour améliorer l'état de préparation de l'industrie en cas de déversements de pétrole.

Les préoccupations globales relativement aux gaz produisant l'effet de serre ont incité le gouvernement canadien à agir rapidement dans ce dossier. Le comité a élaboré une prise de position de l'industrie en matière de réchauffement global et a soumis un mémoire à cet effet au Comité permanent sur l'environnement, de la Chambre des communes. Le groupe d'étude tente actuellement d'élaborer une prise de position politique plus complète, ainsi qu'un programme afférent.

On a également accordé la priorité à l'amélioration de la gestion des déchets produits par les exploitations de l'industrie. Cette activité a entraîné l'identification et l'énumération des caractéristiques de 83 types de déchets. Des discussions ont été tenues avec les représentants du gouvernement quant aux techniques d'élimination acceptables. Ce processus se terminera en 1990 par la révision des directives de l'APC en matière d'élimination des déchets.

Les résidents de la région de la vallée Pembina/Drayton sont fort préoccupés par le dossier de la compensation que doit verser l'industrie pour les dommages causés par les éruptions de gaz acides. Pour tenter de régler la question, les représentants de l'APC et de l'IPAC ont rencontré à intervalles réguliers les membres de la Pembina Agricultural Protection Association. Ces discussions ont abouti à une directive intérimaire de compensation.

Le comité de l'environnement a également préparé une publication intitulée Public Consultation Guidelines, laquelle donne d'excellents conseils pratiques sur la façon de résoudre les conflits qui peuvent se présenter au cours du processus de planification de projets. On encourage les rapports de travail constructifs avec les citoyens et les groupes de démarchage public.

L'Association a également participé de façon active aux consultations avec le public et le gouvernement pour ce qui est du contrôle des NOx/COV (composés organiques volatiles).

Le Comité de la sécurité a oeuvré pour assurer l'amélioration des normes de sécurité dans l'industrie. Parmi ses principales initiatives, notons la création d'un Comité de mise en oeuvre du Groupe de travail sur la sécurité de l'industrie pétrolière d'amont. Composé des représentants de cinq associations industrielles, ce comité a pour mandat de donner suite aux 45 recommandations formulées dans le rapport afin d'améliorer le niveau de sécurité au sein de l'industrie.

Une autre importante initiative en matière de sécurité a été la publication de normes de sécurité pour la sous-traitance, lesquelles fournissent des conseils aux sociétés membres au sujet des pratiques sécuritaires applicables aux sous-traitants. De plus, le comité a récemment été réorganisé pour pouvoir régler plus efficacement les dossiers de la sécurité industrielle.

Le Comité de la santé a mis au point les normes applicables au plan d'aide aux employés, aux trousses de voyage et ressuscitation. De plus, le comité a examiné d'autres questions telles que les inquiétudes au sujet des substances naturellement radioactives, et a participé au Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail.

KEITH McWALTER
PDG
Ressources Gulf Canada Limitée

1989 juin Le gouvernement fédéral met fin hâtivement au Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur.

1989 juin L'agence internationale de l'énergie félicite le Canada pour ses politiques et initiatives énergétiques axées sur le marché.

Plus que toute autre, 1989 a été une année de sensibilisation à l'environnement, qui est devenu l'objet des préoccupations du gouvernement, de l'industrie et de la collectivité. Les inquiétudes exprimées au sujet du réchauffement global, des déversements de pétrole, de la couche d'ozone et des déchets contaminés sont devenues monnaie courante, tout comme l'idée du développement durable, concept popularisé en 1987 par la Commission mondiale sur l'environnement et le développement (la Commission Brundtland).

L'APC s'intéressait déjà aux questions environnementales bien avant qu'elles ne soient largement connues, et au cours des années 1980, l'Association devenait le plus important porte-parole de l'environnement dans toute l'industrie canadienne. Cette réalisation inédite explique l'examen des initiatives prises par l'Association en matière d'environnement.

L'Association institue en 1971 un Comité permanent de l'environnement — soit le Comité de la conservation environnementale. L'Association donne également à l'industrie les moyens de réduire les déversements excédentaires de pétrole, de limiter leur épandage et de faciliter leur récupération. L'APC possède sa charge lorsque le ministre albertain de l'environnement crée en 1973 le Comité du gouvernement et de l'industrie pétrolière sur l'environnement albertain.

Au cours des années soixante-dix, les activités de l'Association en matière d'environnement sont surtout reliées aux déversements; son premier projet de recherche environnemental porte en effet sur les déversements de pétrole et de saumure.

L'Association élargit considérablement son activité environnementale en 1980. L'Association publie la première édition d'un volume intitulé *Environmental Operating Guidelines for the Petroleum Industry*, portant sur tous les types d'activités de l'industrie, et dont la préparation exige trois ans. Ces normes constituent un ensemble d'exigences légales, réglementaires et techniques pour faire en sorte que les pratiques utilisées sur le terrain soient environnementalement saines. Depuis la publication de cet important volume, l'industrie pétrolière a largement intégré la gestion de l'environnement à ses activités.

Gestion des déchets

En 1983, l'Association publie des directives en matière d'élimination des déchets à l'intention de l'industrie pétrolière, et appuie leur mise en oeuvre dans le cadre de séminaires donnés à l'échelle de l'industrie. L'Association parraine également des études théoriques sur l'élimination des déchets oléagineux, par le biais de l'agriculture, et sur la dépollution des terrains affectés par les déversements. L'APC met également au point un incinérateur spécial pour les déchets oléagineux.

On accorde en 1988 une attention spéciale à la gestion des matières dangereuses utilisées au travail. C'est alors que l'Association met au point une documentation pour la formation des travailleurs dans les champs pétroliers, ainsi que des étiquettes génériques pour identifier des matières dangereuses.

L'association publie une série de directives intitulées *Sulphur Handling Guidelines* pour illustrer la façon sécuritaire de manipuler le soufre en causant des risques minimes pour l'environnement. Cette publication parait en 1981 et est révisée par la suite en 1983.

En 1983, l'Association engage d'importants fonds pour parrainer une étude de base sur les répercussions des émissions de SO_2 et d'autres matières polluantes atmosphériques. Le Programme de recherche sur les dépôts acides porte sur les effets biophysiques et médicaux des émissions atmosphériques en Alberta. Ce programme est par la suite fort loué par les savants et organismes scientifiques du monde entier. Les équipes de recherches émettent leurs rapports finals en 1988.

L'Association organise et parraine depuis le début des années 1970 des conférences annuelles sur les questions environnementales et socio-économiques affectant les régions pionnières, en plus du financement accordé par l'industrie aux fonds d'étude environnementale créé en 1983. Au cours des années 1980, ce fonds assure la publication de 105 études théoriques spécialisées sur des sujets environnementaux reliés aux régions pionnières.

L'Association adopte en 1988 un code de conduite environnemental applicable à l'industrie toute entière. Ce code incite les sociétés membres à adopter des normes de rendement environnementales très élevées. Afin de compléter ce code, l'Association révise sa publication intitulée *Environmental Operating Guidelines* et prépare des directives applicables aux évaluations environnementales et à la consultation publique.

L'Association adopte le principe de la participation et de la consultation publiques. Le Programme de recherche sur les dépôts acides, par exemple, utilise l'un des programmes de participation publique les plus élaborés jamais incorporé à un important programme de recherche scientifique. Une des principales dispositions du Code de conduite environnemental prévoit que les sociétés gazières et pétrolières reconnaissent le caractère légitime du droit des citoyens de connaître quelles sont les particularités de projets susceptibles de les affecter, ou encore leur environnement. Dans cette optique, l'Association élabore aussi un ensemble de directives en matière de consultation publique *(Public Consultation Guidelines)* qui connaît une popularité certaine à l'extérieur de l'industrie gazière et pétrolière.

La réglementation régissant les activités de l'industrie est de plus en plus complexe et étendue. Les comités de l'APC doivent donc redoubler de vigilance pour assurer que des mesures réglementaires inutiles ne compriment pas le niveau d'activité.

Le Comité des communications a réitéré l'opposition de l'APC aux modifications proposées à la politique du ministère des Communications sur les bandes radio. Les transmissions par radio fixe et mobile surchargent maintenant le spectre des fréquences. L'APC entrevoit la possibilité de s'allier au Conseil consultatif canadien de la radio pour mettre en évidence les besoins régionaux de l'industrie.

Le Comité du forage a collaboré étroitement avec le Comité de mise en oeuvre du Groupe de travail sur la sécurité de l'industrie pétrolière d'amont. Le comité a également étudié les recommandations parrainées par la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques quant aux méthodes d'achèvement et d'entretien des puits de gaz corrosif. Cette démarche a porté ses fruits et a incité le Conseil à apporter des modifications positives aux pratiques proposées, qui ont été mises en application provisoirement. L'industrie a accueilli favorablement les nouvelles directives sur l'interruption des travaux aux puits inactifs et le comité a formulé plusieurs recommandations en vue de leur amélioration. Toutefois, l'adoption précipitée de modifications législatives en vue de résoudre le problème des puits «orphelins» n'a pas été acceptée d'emblée. L'industrie, ainsi que la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques et le ministère de l'Énergie devront examiner en profondeur les modifications proposées, dont la portée est considérable.

ANGUS McKEE
PDG
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

L'ONE donne son aval à une expansion du réseau pipelinier de TransCanada PipeLines, projet de 600 millions de dollars. Le gouvernement fédéral réanime le Comité canadien sur les hydrocarbures.

Le Comité géophysique a dissous le groupe de travail conjoint de l'industrie et du gouvernement. Ce groupe avait pour mandat d'examiner les préoccupations opérationnelles urgentes de l'industrie et des organismes de réglementation. Le groupe a résolu cinq des six questions à l'étude. Toutefois, le problème de la préservation des forêts d'exploitation n'a pu être réglé. Le comité tente de mettre en oeuvre une stratégie conjointe, en collaboration avec tous les intervenants de l'aménagement forestier. En 1990, la résolution de ce conflit figure au premier plan.

Les séminaires annuels présentés à Rocky Mountain House et à Dawson Creek ont de nouveau connu beaucoup de succès. Il s'agit d'un moyen propice de favoriser les échanges entre les organismes de réglementation de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

Le Comité des droits de surface et de l'utilisation des sols a réussi, à la suite d'efforts considérables, à faire adopter des modifications favorables à la loi albertaine intitulée «Surface Rights Act». En Saskatchewan, l'APC est intervenue auprès de la Commission Acton et a ultérieurement réagi aux recommandations de cette dernière. Le gouvernement a soumis le rapport au ministère de la Justice et devrait déposer les changements à la législation en 1990.

Le comité a proposé des modifications au mécanisme de tenue d'audiences et de médiation de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques au chapitre de l'octroi de permis d'exploitation de puits. La teneur de ces changements portait principalement sur les préoccupations à l'effet que des objections non fondées de propriétaires fonciers pourraient retarder les approbations de la Commission pour les demandes de forage et d'aménagement d'installations. La Commission a accepté les recommandations formulées.

Le Comité des droits miniers a mené à bien des consultations prolongées avec le ministère albertain de l'Énergie sur l'examen conjoint des concessions de sables pétrolifères. Les questions se rapportant aux terres du Canada examinées par le Comité comprennent l'attribution de droits pétroliers et gaziers et les déclarations de découvertes importantes, les revendications foncières des Dénés et des Métis ainsi que l'Accord du Nord. Les discussions prolongées sur les modifications aux règlements sur le pétrole et le gaz des terres indiennes ont été menées à bien, mais les redevances élevées demandées par les nations indiennes demeurent une grande préoccupation et nuisent à l'exploration sur ces terres.

À la suite des représentations faites par l'APC, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a modifié ses lois et règlements sur la vente de terres pétrolières et gazières pour se rallier aux pratiques albertaines. En réaction à une proposition distincte, le ministère a également modifié ses règlements afin de mieux protéger les renseignements confidentiels. L'APC a réagi négativement à l'examen fait par le ministère albertain de l'Énergie de la réversion des droits relativement aux puits peu profonds. Le ministère a par la suite annulé cette démarche.

Le Comité de l'exploitation et du génie a poursuivi ses travaux en collaboration avec la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques en vue de trouver des moyens de mieux mesurer le pétrole transporté par camion aux batteries ou aux points de collecte des pipelines. À la suite d'une proposition de l'APC, la Commission a construit un réservoir-jaugeur standard portatif qui servira également aux vérifications au hasard des dispositifs de mesure dans toute la province. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a adopté les modifications proposées par le comité, qui portent, entre autres, sur la production quotidienne autorisée de gaz naturel.

Les gouvernements et la collectivité savent que l'industrie a la capacité de résoudre les problèmes de nature technique; cependant, les importants projets entrepris suscitent souvent à des questions par rapport à la sécurité et à l'environnement. S'ensuivent fréquemment un intérêt et l'expression d'inquiétudes de groupes extérieurs. La participation de tels groupes à l'identification et à la résolution des problèmes remplace par la coopération une éventuelle confrontation, ce qui évoque le diction que deux têtes valent mieux qu'une.

L'APC a ouvert la voie en forgeant des rapports fonctionnels productifs et coopératifs avec les gouvernements, la collectivité et les groupes de démarchage. La compétence technique constitue depuis longtemps notre principale force. Un des objectifs de l'Association, en matière de relations publiques, consiste à se mériter une réputation comparable de compétence dans les dossiers sécurité et environnement.

L'an dernier, l'industrie a proposé des solutions opportunes à deux importants défis.

Notons tout d'abord la réponse explicite et détaillée fournie au début de 1989 par le Groupe de travail sur la sécurité de l'industrie pétrolière d'amont. Ses recommandations ont porté sur les préoccupations en matière de sécurité qui avaient galvanisé l'industrie et alarmé les gouvernements et les membres de la collectivité. Deuxièmement, il y a la réponse donnée pour calmer les appréhensions du public et du gouvernement quant à la capacité de l'industrie à réagir en cas de déversement de pétrole. Rappelons-nous qu'un important déversement de pétrole provenant d'un navire-citerne circulant au large des côtes canadiennes a provoqué une certaine anxiété au Canada. Sous l'impulsion de John O'Connor, président de Mobil Oil du Canada et membre du Conseil d'administration de l'APC, un groupe de travail de l'industrie d'amont a compulsé tous ces dossiers et fait rapport en novembre. Le groupe de travail s'est servi de l'occasion pour communiquer l'excellent état de préparation de l'industrie dans l'éventualité d'un déversement de pétrole sur terre ferme. Le comité notait également certaines faiblesses éventuelles à cet égard, et conséquemment, son rapport contient un plan d'action corrective.

Dans d'autres domaines connexes, l'Association a commandé et publié des manuels sur les évaluations environnementales et sur la théorie et la pratique de la consultation publique. Conçus à l'usage de l'industrie, ces manuels connaissent un succès populaire.

La publication **CPA Review** et le rapport annuel de l'Association expliquent la conjoncture et les dossiers de l'industrie aux meneurs d'opinions du Canada. De plus, la série des publications de l'APC continue de trouver la faveur du public.

Le concours des prix nationaux de journalisme de l'APC a également retenu l'attention des médias en matière d'énergie et d'environnement. La troisième édition annuelle du Triathlon "Share the Earth", coparrainé par l'Association et CBC-Calgary, a de nouveau été le clou de la Semaine de l'environnement. Enfin, l'APC continue d'appuyer les programmes énergétiques et environnementaux SEEDS dans les écoles canadiennes.

IAN SMYTH

Président,
Association Pétrolière du Canada

1988 Septembre Les producteurs albertains votent l'acceptation de la proposition par Iroquois Pipeline de livrer du gaz naturel aux marchés de la côte est américaine.

La déréglementation des approvisionnements de pétrole et de gaz naturel a continué de provoquer des changements au sein de l'industrie des pipelines. La fluctuation des marchés, la modification des types de pétrole commercialisés ainsi que la hausse des volumes de gaz naturel à déplacer ont causé une expansion et une série de nouveaux projets au cours de l'année.

La Division continue de contrôler et de promouvoir la sécurité au sein de l'industrie pipelinière. Lors de la troisième conférence de l'APC sur les pipelines, la Division soulignait à nouveau les réalisations du secteur en remettant des prix relatifs au rendement et à la sécurité. La division a aussi participé activement aux activités du Groupe de travail sur la sécurité de l'industrie pétrolière d'amont. Au cours de l'année 1990, on tentera d'appliquer ces recommandations en matière de sécurité. L'examen du rendement des pipelines en 1989 révélait que, comparativement à la moyenne établie pour la période allant de 1978 à 1988, on notait des augmentations du kilométrage des pipelines en service, du montant des livraisons totales et des volumes de gaz en circulation. Bien que les coûts de nettoyage, de réparation et de dédommagement aient augmenté, le nombre et l'importance des incidents rapportés se situaient bien en-deçà de la moyenne.

La division a entrepris un certain nombre d'activités touchant une foule de questions environnementales. Un comité a été constitué pour s'occuper des questions environnementales afférentes aux pipelines telles que la récupération, les émissions atmosphériques, les manuels de procédures, et les directives en matière d'évaluations. Le Comité a également participé à une revue entreprise par l'APC de l'état de préparation du secteur d'amont relativement aux déversements de pétrole. Un suivi aura lieu en 1990.

La Division a réagi à l'intérêt croissant porté aux consultations publiques en élaborant un programme de sensibilisation de la collectivité dans le dossier des pipelines. La Division a également tenu compte d'une directive préliminaire de l'ONE en matière de consultations publiques pendant la planification et l'élaboration de ce projet.

La Division a appuyé plusieurs autres soumissions déposées auprès de l'Office national de l'énergie en 1989. Elle a participé à un Comité de l'industrie qui a réagi à la proposition de l'ONE en matière de recouvrement des coûts, et a collaboré étroitement avec d'autres comités de l'APC pour ce qui est de la réglementation préliminaire de l'ONE sur les pipelines extracôtiers. La division a de plus continué d'échanger des informations avec l'ONE relativement aux demandes courantes, aux exigences relatives aux croisements de pipelines, ainsi qu'aux améliorations apportées au processus de réglementation. Vers la fin de l'année, un groupe de travail a entrepris l'étude d'une valeur de récupération négative, et ce travail se poursuivra en 1990.

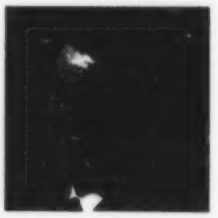
Les activités se sont poursuivies auprès de l'Association canadienne de normalisation pour mettre au point et adopter des normes applicables au système de détection des fuites. De plus, la Division a entrepris une étude pour déterminer l'efficacité des systèmes de détection des fuites.

En collaboration avec le gouvernement albertain et l'Université de l'Alberta, la Division a participé à une étude pour améliorer les procédures de soudage; elle a aussi aidé à mettre au point une procédure d'agrément applicable aux techniciens en soudage.

Le Comité albertain a continué d'élaborer une entente-type relative aux croisements, afin de simplifier les activités quotidiennes de l'industrie. De plus, il a complété une liste d'exigences de formation applicables aux exploitants de pipelines. À la demande de l'ERCB, un groupe de travail a également été constitué pour déterminer la possibilité de préparer un cours de formation et de prévoir une installation de formation permanente relativement aux pipelines à vapeur sous haute pression. Le comité a également donné sa réaction à une directive de l'ERCB portant sur les éléments chauffants des chaudières, et continuera de surveiller les exigences en matière de demandes relatives aux pipelines, règlements imposés par le ministère albertain de l'Environnement.

Au cours de la prochaine décennie, l'industrie des pipelines continuera de prendre les devants en matière de sécurité et d'environnement. Compte tenu de la possibilité d'une éventuelle construction de pipelines dans l'Arctique, la division s'intéressera davantage aux dossiers affectant le Nord canadien. De cette façon, nous tenterons de prévoir un cadre sécuritaire, rentable et environnementalement sain pour mettre en service des pipelines dans les régions nordiques du Canada.

L'Office national de l'énergie approuve l'exportation de gaz naturel en provenance du delta du Mackenzie.



DICK STOKES
PDG
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

La Division entretient d'excellents rapports avec les ministères et les organismes provinciaux avec lesquels elle traite. La Division s'est également méritée une réputation d'intégrité et de crédibilité en fournissant une information précise et utile, et en adoptant des positions équilibrées. Cela nous permet de jouer un rôle de direction pour aider à améliorer la politique énergétique de la province.

La conjoncture économique de 1989 n'a cependant pas été excellente pour l'industrie pétrolière. Bien que les prix du pétrole aient été plus élevés que prévus, leur instabilité perçue a eu pour effet de ralentir les explorations et les mises en valeur. Côté positif, notons l'amélioration des marchés du gaz naturel.

Les politiques actuelles des provinces, relativement à la tarification et à la commercialisation du gaz naturel, ont stimulé les activités du secteur. L'an dernier, les forages gaziers constituaient 77 % de l'ensemble des forages entrepris. Le dossier du gaz naturel démontre la façon dont des politiques saines peuvent avoir des avantages très significatifs pour l'industrie et pour la province.

Les producteurs de pétrole de la Saskatchewan se retrouvent dans une situation différente. Ils doivent épauler un double fardeau, soit le niveau élevé des redevances et des coûts d'exploitation. De plus, l'affaiblissement des prix du pétrole rend peu intéressante l'exploration des gisements qui demeurent en Saskatchewan.

En 1989, la Division réexaminait avec SaskPower ses politiques en matière d'installation et de remplacement de systèmes hydro-électriques. Les deux parties comprennent mieux à présent quels sont les dossiers et les préoccupations; toutes deux en profiteront mutuellement à l'avenir.

L'accroissement rapide des taxes municipales constitue une autre question de politique. Les taxes municipales ont rapidement augmenté et sont à présent rendues à leur plus haut niveau historique. Quoi qu'il en soit, une nouvelle politique d'évaluation est à l'étude, et nous aborderons activement cette question.

Deux tendances se sont manifestées dans l'industrie vers la fin de l'année 1989. Premièrement, les sociétés ont maintenant tendance à consolider leurs propriétés principales, et la Saskatchewan n'échappe pas à cette tendance de rationalisation. Deuxièmement, on note un intérêt accru à l'égard des questions environnementales. La Division participera au processus, et compte tenu de nos réalisations passées dans le dossier environnemental, nous pourrons jouer un rôle très positif à cet égard.

FRED BAGLEY
Directeur, Genie de gisements
Petro-Canada

1989 Novembre **L'Alberta annonce des révisions au régime de redevances albertaine pour une période de cinq ans. Au terme du nouveau régime, les bénéfices varient selon le prix du pétrole.**

Encouragée par la simplification des politiques applicables aux redevances et à la commercialisation du gaz naturel, l'industrie pétrolière de la Colombie-Britannique a su réagir rapidement à l'influence positive du marché à l'égard du gaz naturel. Les activités de l'industrie dans ce secteur ont donc évolué contrairement au ralentissement général qui a affecté les autres secteurs du bassin Ouest. La province en a retiré des niveaux plus élevés de primes à l'achat de permis, d'explorations géophysiques et de forages.

L'an dernier, les activités de la Division ont consisté à améliorer les communications entre l'industrie gazière et pétrolière, d'une part, et le gouvernement et la collectivité. Parmi les méthodes utilisées à cette fin, retenons les conférences et les nombreuses réunions tenues avec les fonctionnaires et les députés de l'assemblée législative de la Colombie-Britannique.

L'industrie a organisé une exposition appelée "Rocks, Rigs et Roughnecks" (Foreurs, roches et installations de forage), exposition tenue au Musée royal de la Colombie-Britannique, et qui a remporté un succès étonnant. Il s'agissait d'un moyen très efficace de retracer le passé de l'industrie gazière et pétrolière de la province pour le grand public. Au jour de fermeture, presque 800 000 personnes avaient visité l'exposition.

Le processus de privatisation de la société British Columbia Petroleum Corporation a marqué des progrès en 1989. Ce groupe de producteurs a créé la Canwest Gas Supply Inc., et l'on s'attend à ce que les négociations entreprises pour acheter les biens de commercialisation de la BCPC aboutissent dès la première moitié de 1990.

La Pacific Coast Energy Corporation a reçu en septembre un certificat de projet énergétique pour la construction de son gazoduc pour alimenter l'île de Vancouver. La construction de ce gazoduc, d'une valeur de 265 millions de dollars, pourrait se terminer vers la fin de l'année 1990, sauf délai indu.

À la suite de démarches effectuées par l'industrie, la province a autorisé une nouvelle production de gaz au 1er janvier 1990. Les changements obtenus par la Division profiteront à l'industrie toute entière.

À l'été de 1989, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières proposait des modifications au régime de redevance pétrolière de la province. La simplification des pratiques administratives et l'appui aux activités du marché sont les éléments clés de cette proposition. Il aurait cependant pu en résulter une augmentation des redevances payables par l'industrie. Bien que la Division appuie fortement les principes en cause, il est inacceptable que l'industrie doive porter un fardeau fiscal encore plus lourd. La Division poursuit ses discussions avec le ministère.

La résolution du dossier des redevances pétrolières sera l'un des principaux défis que devra relever la Division cette année. Parmi les autres importants points à l'ordre du jour, notons les questions environnementales reliées à l'exploration, à la production, ainsi qu'au transport du pétrole et du gaz.

L'avenir est prometteur pour l'industrie du gaz naturel en Colombie-Britannique. En dépit de la déréglementation, la structure de réglementation actuelle continuera de poser des défis des deux côtés de la frontière. La résolution de ces problèmes pourra créer des perspectives pour l'industrie, et voilà quelle sera la priorité de la Division en 1990.

1989 La Saskatchewan reporte au 30 juin 1990 son exonération des redevances et des taxes sur une période de deux ans pour le développement spécial des puits et des eaux de crue.

BILL THOMPSON
Vicé Président Principale
Petro-Canada

En dépit du faible niveau d'activité dans les régions pionnières, les initiatives gouvernementales ont exigé que la Division prépare de nombreuses réactions. Dans la région nordique, les exploitants ont entrepris quatre forages dans le delta Beaufort/Mackenzie, et six sur la terre ferme; un seul forage a été entrepris au large de Terre-Neuve.

Le déversement de pétrole en provenance du Exxon Valdez a constitué l'occasion de créer un Groupe de travail sur l'état de préparation aux déversements de pétrole, lequel a justement examiné comment l'industrie d'amont envisage la gestion des déversements de pétrole. Le rapport final recommande que l'on dépense de 10 à 12 millions de dollars d'ici cinq ans dans les zones extracôtières. Dans l'ensemble, ces sommes seront affectées à l'amélioration des systèmes et dispositifs de contrôle des déversements de pétrole, mais 5 millions de dollars seront affectés à la recherche et au développement. La Division des régions pionnières recherchera activement des projets de recherche et de développement.

L'Office national de l'énergie approuvait en octobre l'exportation de 260 milliards de mètres cubes de gaz naturel en provenance du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

L'appel d'offres relative à la vente des droits pétroliers dans la région centrale de la mer de Beaufort est une excellente nouvelle. Il s'agira de la première émission de droits (sauf pour Fort Good Hope) depuis le moratoire de 1971 en matière de terrains.

Le groupe d'étude de la réglementation nordique de la Division a continué de préparer des prises de positions politiques, et de rencontrer les représentants des organismes territoriaux, fédéraux et autochtones. Quand à la mise en valeur du Nord canadien, nous avons à présent la preuve qu'après presque deux ans d'efforts sentis, les positions de l'APC sont à présents comprises. Nous n'avons cependant pas l'intention de nous reposer sur nos lauriers; le groupe d'étude poursuivra ses activités à mesure qu'évoluera la conjoncture.

Deux nouveaux organismes, soit le Conseil d'arbitrage Inuvialuit (CAI) et le Bureau d'examen des impacts en matière d'environnement (BEIE) créés aux termes de l'accord final Inuvialuit, ont tenu leurs séances inaugurales en 1989. Les premiers dossiers examinés par le CAI impliquaient le gouvernement et les Inuvialuit, et étaient d'intérêt secondaire pour l'industrie. Les recommandations formulées par le Bureau avaient plus de poids, et portaient sur les déversements de pétrole, la capacité des puits de secours et les dédommagements relatifs à la faune.

La Division des régions pionnières suit avec intérêt les efforts déployés par la International Standards Organization pour adopter plusieurs normes API aux fins d'une utilisation internationale. Si elles sont adoptées, ces normes s'appliqueront aux exploitants et aux sous-traitants. Un effort conjoint de l'industrie et du gouvernement, par le biais de l'Association canadienne de normalisation, a abouti à l'adoption d'une norme préliminaire pour la conception et la construction des structures permanentes de forage extracôtier. Cette norme tient compte des conditions environnementales des régions pionnières du Canada.

Afin de maintenir la liaison auprès des gouvernements, des organismes de réglementation et des fonctionnaires, le Conseil d'administration de la Division a décidé de tenir ses réunions d'affaires courantes à Yellowknife, Saint-Jean (T.-N.), Halifax et Ottawa. La Division a rencontré certains ministres et hauts fonctionnaires à tous ces endroits. Ces réunions ont donné l'occasion d'échanger des idées à propos des sujets et des préoccupations d'intérêt courants.

Les organismes de réglementation de la côte est ont publié des directives préliminaires en matière de formation et de compétences du personnel travaillant dans les unités mobiles de forage extracôtier, les auto-élévatrices et les navires d'approvisionnement et de secours. La Division des régions pionnières a réagi en disant vouloir utiliser comme référence le document publié par l'industrie en matière de formation et de compétences. La Division a révisé ce document et créé un document parallèle pour les exploitations en régions nordiques. Une norme distincte occasionnerait un coûteux dédoublement.

En décembre 1989, la Société LASMO Nova Scotia Limited soumettait une demande reliée à un plan de mise en valeur du nouveau champ pétrolifère Panuke et Cohasset. Ce plan prévoit une production saisonnière d'environ 4 750 mètres cubes par jour dès 1992, ou peu après. La création récente de l'Office canadien et néo-écossais du pétrole et du gaz extracôtiers engendrera sans doute des directives et règlements supplémentaires.

A la fin de 1989, les partenaires du projet Hibernia annonçaient la création de la société Hibernia Management and Development Co. Ltd., une autre étape vers l'exploitation du gisement Hibernia. La Division étudiera la conjoncture de très près pour déterminer quel rôle pourait jouer l'APC pour appuyer les phases de l'élaboration et de la production de ce projet. Les questions environnementales continuent d'avoir beaucoup d'importance. La Loi sur les eaux intérieures du Nord et les nombreuses dispositions de la Loi sur la protection de l'environnement du Canada ont retenu l'attention du Comité de l'environnement des régions pionnières. Des représentants du Comité ont élaboré une proposition pour un programme de recherche et de développement dans le cadre du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement. Afin de donner un caractère unifié aux recherches financées par le gouvernement et l'industrie, des représentants de l'industrie, membres du Comité sur la recherche et le développement énergétiques, ont également apporté leur contribution.

La Division des régions pionnières continuera de promouvoir des politiques et un régime réglementaire susceptibles de favoriser les mises de fonds dans les régions pionnières. La structure politique mouvante de ces régions pose à elle seule un défi, en plus du défi économique à relever.

A L LYMER
Directeur des terrains
La Compagnie des pétroles
Amoco Ltée

MEMBRES D'HONNEUR À VIE

E.W. (Ted) Best
Associé, Foster Research; Ancien PDG, Direction pétrolière et gazière, BP Canada Inc.

PRIX DE DISTINCTION

P.J. (Phil) Airhart
Interprovincial Pipe Line Company Limited

J.P.H. (John) Batteke
Esso Ressources Canada Limitée

B.R. (Brian) Croft
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

L.J. (Larry) Fisher
Esso Ressources Canada Limitée

A.R. (Bob) Fraser
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

B. (Brent) Fraser
Shell Canada Limitée

R.W. (Richard) Gallant
Esso Ressources Canada Limitée

T.M. (Terry) Gibson
Shell Canada Limitée

J.W. (John) Gow
Mobil Oil Canada

D.W. (Don) Hersak
Esso Ressources Canada Limitée

B.E. (Bruce) Lounds
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

J. (John) MacPherson
Petro-Canada Inc.

S.A. (Stewart) McCrae
Chevron Canada Resources

A.F. (Tony) Mitchell
Shell Canada Limitée

B.W. (Bruce) Mitchell
Shell Canada Limitée

T. (Tom) Randall
Ressources Gulf Canada Limitée

J.J. (Jerry) Rittwage
Shell Canada Limitée

M.R. (Michael) Robertson
Petro-Canada Inc.

W.W. (Wayne) Silk
Unocal Canada Limited

R.A. (Rod) Steiger
Esso Ressources Canada Limitée

B.E. (Brian) Tyers
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

PRIX NATIONAUX DE JOURNALISME

PRESSE ECRITE

Meilleur article dans un quotidien :
Henry Cybulski, Calgary Herald

Meilleur article dans une publication spécialisée de nature commerciale, financière ou industrielle :
Greg Gilbertson, Oilweek

Meilleur article dans un journal local :
Zelda Levine, Northern News Services (Inuvik, TN-O)

Meilleur éditorial, chronique, opinion ou commentaire :
Frank Dabbs, The Financial Post

Meilleur article dans une publication d'entreprise :
Leslie Jackson, Interprovincial Pipe Line, In-depth

PRESSE ELECTRONIQUE RADIOTÉLÉJOURNALISME

Meilleur documentaire radiodiffusé (marché principal)
CBC Radio Calgary, Susan Cardinal

Meilleur documentaire télévisé (marché principal)
CBC TV Calgary, Sydney Suissa

Meilleur documentaire télévisé (marché secondaire)
CBXFT Edmonton, Denis-Martin Chabot

JOURNALISME ENVIRONNEMENTAL

Meilleur reportage télévisé
CHBC-TV Kelowna, Gord Vizzutti

Meilleur commentaire radiophonique
CBC Radio Calgary, Susan Cardinal

Meilleur grand reportage écrit
Luc Chartrand, Actualité

PRIX DE SECURITE - PIPELINES

Meilleure performance - blessures
Texaco Canada Resources

AEC Pipelines
Interprovincial Pipe Line Limited

Meilleure performance - accidents de véhicules
Westcoast Petroleum Ltd.

Husky Oil Operations Ltd.
La Compagnie des pétroles Amoco Ltée

Meilleure performance - incidents d'exploitation
Westcoast Petroleum Ltd.
Pétroles Esso Canada
AEC Pipelines

Aucun accident
Westcoast Petroleum Ltd.

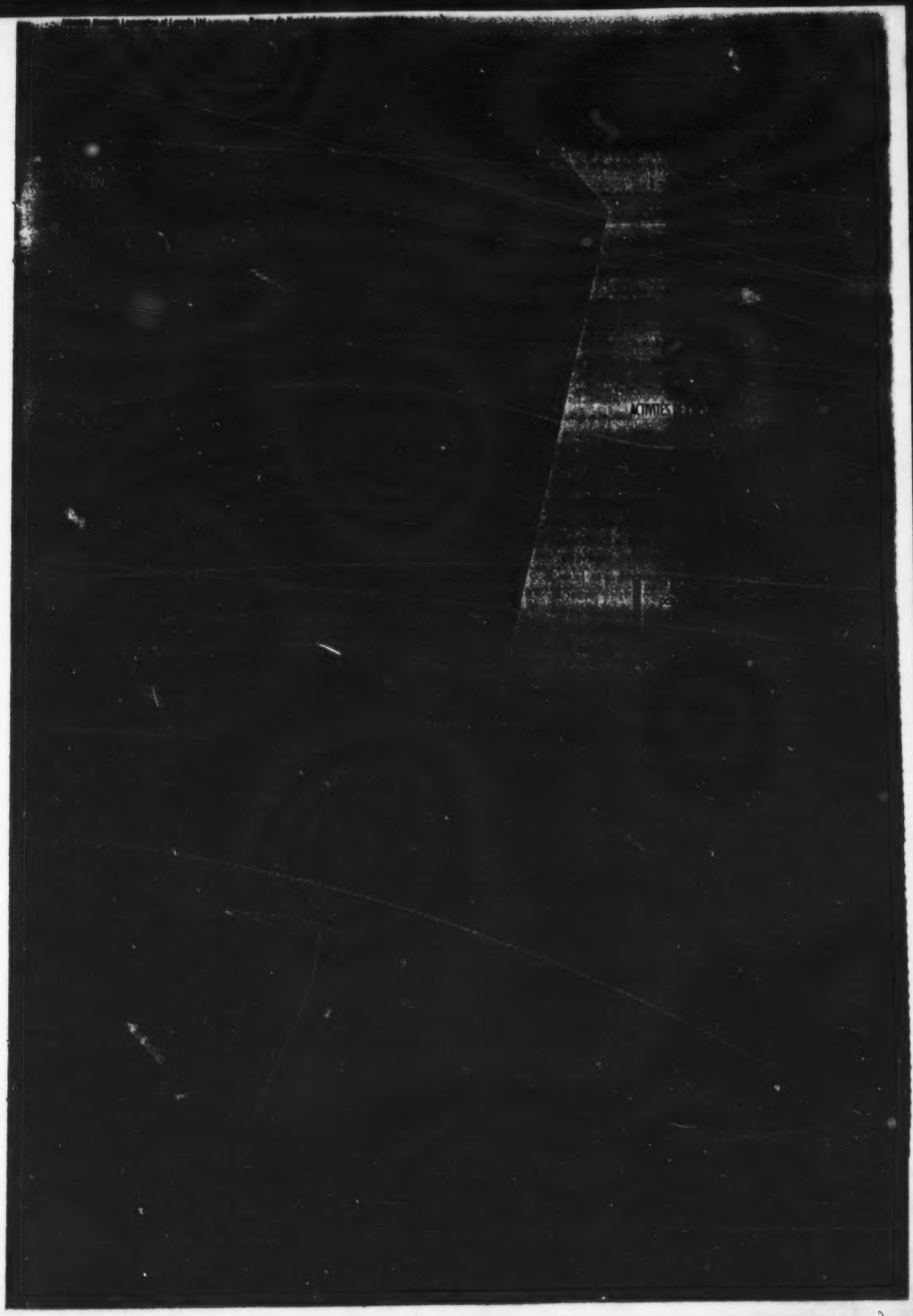
suites

rtuel

lents de

mco Ehée

ents



arpenteurs, écologistes, foreurs, géophysiciens, des économistes et un grand nombre d'autres spécialistes. Grâce à leur compétence et à leur expérience polyvalentes, les membres des comités peuvent traiter des questions techniques ou autres qui influencent les activités de l'industrie.

Les comités, le conseil d'administration et d'autres porte-parole informés communiquent ensuite les politiques de l'APC aux gouvernements, aux organismes de réglementation, à d'autres associations et au grand public. L'Association constitue ainsi un point central permettant à ses membres de dégager un consensus sur ces nombreuses questions, et un moyen pour les gouvernements et le public d'avoir une perspective générale sur l'industrie.

L'Association répond également aux demandes de renseignement sur l'industrie pétrolière du Canada formulées par des individus, sociétés, organismes gouvernementaux et autres du monde entier. La 35e édition du Statistical Handbook constitue son principal document. Cette publication est une importante source de statistiques sur le pétrole canadien et constitue le fondement de la base de données électronique CPASTATS, laquelle devenait disponible sur disque compact en 1989.

Chaque année, le Comité des réserves de l'APC publie un rapport sur les réserves pétrolières et gazières du Canada; il s'agit d'un rapport consolidé sur les réserves établies, par province et par région, de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel et de soufre.

En guise de complément à ses activités au chapitre des statistiques et de la politique, l'Association a élaboré un modèle informatique pour évaluer l'incidence des changements fiscaux et des types d'activités sur les perspectives de l'industrie.

De temps à autre se présentent des dossiers qui exigent une attention toute particulière. En 1989, les groupes de travail de l'APC ont articulé les prises de position de l'industrie en matière de réchauffement global, examiné l'état de préparation de l'industrie au regard des déversements de pétrole et scruté les procédures de l'industrie en matière de sécurité et de prévention des accidents.

L'Association est un instrument efficace et économique au service des sociétés membres. Ainsi, le Comité de la politique gazière est normalement présent lors des audiences sur la réglementation, et particulièrement sur les tarifs. La complexité des questions abordées et la nécessité d'assurer une continuité rendent presque impossible toute action indépendante de la part des sociétés.

Le service des relations publiques communique au public et aux gouvernements les positions et politiques de l'Association. L'Association organise également des conférences de presse et fournit aux médias des commentaires et des données techniques. Des porte-parole de l'APC accordent chaque année des centaines d'entrevues à la télévision, à la radio et dans divers journaux et publications. De plus, l'Association organise plusieurs conférences pour l'industrie pétrolière et prête les services de ses conférenciers qui prennent la parole lors de conférences tenues au Canada, aux États-Unis et à l'étranger.

CPA Review continue d'être la principale publication de l'Association. La Division des régions pionnières publie Eastern Offshore News, un bulletin décrivant les activités de l'industrie dans la région de l'Atlantique, et Arctic Petroleum Review, qui aborde les questions affectant les régions nordiques. La publication CPA Monitor est distribuée aux sociétés membres et examine les dossiers qui touchent actuellement l'industrie, en soulignant la participation et le point de vue de l'Association.

En résumé, par l'intermédiaire de ses comités, de son personnel et de ses six bureaux canadiens, l'APC est le porte-parole principal d'une industrie pétrolière bien intégrée à la société canadienne. Cette communication efficace contribue à l'établissement de politiques saines pour notre industrie.

BUREAUX ET EMPLOYÉS DE L'APC

- Siège social
  3800 - 150, 6e Avenue sud-ouest
  Calgary (Alberta)
  T2P 3Y7
  Téléphone: (403) 269-6721
  Télécopieu: (403) 261-4622
- Bureau d'Ottawa
  1312 - 50, rue O'Connor
  Ottawa (Ontario)
  K1P 6L2
  Téléphone: (613) 237-5515
  Télécopieur: (613) 563-9734
- Division de la Saskatchewan
  1151 - 2103, 11e Avenue
  Regina (Saskatchewan)
  S4P 3Z8
  Téléphone: (306) 757-3527
  Télécopieur: (306) 757-6506
- Division de la Colombie-Britannique
  600 - 200, rue Granville
  Vancouver (C.-B.)
  V6C 1S4
  Téléphone: (604) 685-4121
  Télécopieur: (604) 685-3447
- Bureau de Terre-Neuve
  800 - 140, rue Water
  Saint-Jean (Terre-Neuve)
  A1C 6H6
  Téléphone: (709) 726-7270
  Télécopieur: (709) 726-0232
- Bureau de la Nouvelle-Écosse
  802 - 1809, rue Barrington
  Halifax (Nouvelle-Écosse)
  B3J 3K8
  Téléphone: (902) 421-1159
  Télécopieur: (902) 425-4790

PERSONNEL

Ian Smyth
Président

Hans Maciej
Vice-président

Dan Macnamara
Vice-président

Leo Bouckhout
Directeur, Finances, administration et planification

Leonard Brooks***
Agent, Relations publiques

Douglas Bruchet
Directeur, Sécurité, santé et environnement

Cal Buchanan
Directeur, Gaz naturel

Ron Chaplin
Responsable, Affaires gouvernementales

Norm Elliott
Directeur, Relations publiques

Peter Fournier
Directeur, Affaires réglementaires

Pat Jackson
Adjointe à l'administration

Helena Kalivoda
Responsable de l'analyse fiscale

John Ludgate
Directeur, Division de la C.-B.

Court Mackid
Économiste

Peter McKenzie-Brown
Conseiller principal, Relations publiques

Manci Proulx
Adjointe

Mike Ratuski
Directeur, Économie

Stephen Rodrigues
Statisticien

Ian Scott
Coordonnateur principal, Division des pipelines

Gordon Steeves
Directeur, Activités de l'industrie

Jim Swiss
Coordonnateur principal, Sécurité, santé et environnement

Laurie Taylor
Directeur, Région de la côte Est

Bill Turner
Directeur du bureau d'Ottawa

Gary Webster
Coordonnateur principal, Sécurité, santé et environnement

Barry Virtue
Directeur, Services des divisions

Bill Whelan
Directeur, Division de la Saskatchewan

Laura White
Gérante de bureau

Christine Wignall
Représentante, Relations publiques

Membres

Conseil d'administration

Comité de direction
Comité des finances
Comité de planification

Comité général de la politique pétrolière

- Comité du pétrole brut
- Comité de la récupération assistée
- Comité des sables pétrolifères et du pétrole lourd

Comité général de la politique gazière

- Comité du gaz naturel
- Comité sur la déréglementation du gaz naturel
- Comité NOVA
- Comité des tarifs de la TCPL
- Comité des installations de la TCPL
- Comité des tarifs de la Westcoast
- Comité Foothills
- Comité sur le transport américain

Comité général des activités de l'industrie

- Comité des communications
- Comité du forage
- Comité géophysique
- Comité des assurances
- Comité consultatif sur les questions juridiques
- Comité des droits miniers
- Comité de l'exploitation et du génie
- Comité des droits de surface et de l'utilisation des sols
- Comité des levés et de la cartographie

Comité général de la sécurité, de la santé et de l'environnement

- Comité de la sécurité
- Comité de l'environnement
- Comité de la santé
- Comité des ressources humaines
- Comité du gouvernement et de l'industrie pétrolière sur l'environnement albertain (CGIPEA)

Comité général de l'économie et des statistiques

- Comité de la comptabilité
- Comité sur l'impôt foncier
- Comité des douanes et des taxes de vente
- Comité sur l'échange des données informatiques
- Comité de l'économie
- Comité de l'impôt sur le revenu
- Comité des réserves
- Comité des statistiques

Comité général des relations publiques

Division des pipelines

- Comité des terrains et des emprises
- Comité de réglementation des tarifs et de comptabilité
- Comité technique
- Comité de l'environnement

Division des régions pionnières

- Comité de gestion dans l'Arctique
- Comité de gestion sur la côte Est
- Comité de l'environnement
- Comité des pêcheries
- Comité de la production
- Comité de la sécurité

Division de la Colombie-Britannique

Division de la Saskatchewan